

Красноярск, 2016 год

Геологический

наименование раздела

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Квеско Б.Б.

инициалы, фамилия

Технологический

наименование раздела

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Квеско Б.Б.

инициалы, фамилия

Расчетный

наименование раздела

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Квеско Б.Б.

инициалы, фамилия

Безопасность и экологичность

наименование раздела

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Мусияченко Е.В.

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Помолотова О.В.

инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Нефти и газа

---

институт  
Разработка и эксплуатация  
кафедра

---

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Булчаев .Н, Г \_\_\_\_\_  
подпись инициалы, фамилия  
« 21 »    июня 2016.г

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**

в форме Бакалаврская  
работа.

---

бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Студенту Бабников Сергей  
Александрович

фамилия, имя, отчество

Группа ЗНГ-11-04 Направление (специальность)

номер

код

131000.62

наименование

Тема выпускной квалификационной работы  
Газлифтный способ добычи нефти .бесскомпрессорным методом. На Ванкорском месторождении.

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР Квеско Б.Б

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР \_\_\_\_\_

Перечень разделов ВКР Технологический

Специальный

Экономичность

Безопасность

Экологичность

Перечень графического материала \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ Квеско Б.

Г подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению Бабников Сергей  
Александрович

подпись, инициалы и фамилия студента

« 21 » \_\_\_\_\_ ииюня 2016.г

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	7
1. Характеристика Ванкорского месторождения .....	9
1.1 Общие сведения о месторождении .....	9
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	14
1.3 Физико-химические свойства нефти.....	18
1.4 Запасы нефти.....	20
2 Технологический раздел .....	21
2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения.....	21
2.2 Анализ состояния фонда скважин .....	24
2.3 Анализ применяемых методов добычи нефти на Ванкорском месторождении .....	34
3 Специальный раздел .....	52
3.1 Газлифтный способ добычи нефти.....	52
3.2 Бескомпрессорный тип.....	58
3.3 Сравнительный анализ бескомпрессорного типа газлифтного способа добычи нефти .....	61
4 Экономическая часть .....	65
4.1 Расчет экономической эффективности газлифта.....	65
4.2 Результаты экономической эффективности.....	68
5 Безопасность и экологичность .....	70
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	70
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	72
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	73
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	74

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	75
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях...	76
5.7 Экологичность проекта .....	78
Заключение .....	79
Список использованных источников .....	82

## **ВВЕДЕНИЕ**

Значение нефти в народном хозяйстве страны возрастает с каждым годом. Это не только наиболее экономичные виды топлива, но и важнейшее сырье для получения многих ценных химических продуктов. Нефть и газ превратились в главные источники энергетической мощи человеческого общества и важнейший источник химического сырья. Обеспеченность государства нефтегазовым сырьем определяет уровень экономического развития страны в дальнейшем времени.

Специфические условия нефтегазовых месторождений требуют особого подхода к широкому комплексу вопросов: от выбора схем разработки месторождений до их обустройства с учетом объемов добываемой продукции, ее физико-химических свойств, гидрометеорологических условий, удаленности от берега, глубины моря и т.д. Проекты освоения месторождений на шельфе существенно отличаются от проектов разработки наземных месторождений.

Главная особенность - высокие затраты и недостаточность места для размещения оборудования. Время разработки шельфовых месторождений ограничено, поэтому необходимо уделять особое внимание подбору и оптимизации внутрискважинного оборудования, применять различные технико-технологические мероприятия, повышающие дебит нефти. Выбор конкретного оборудования для оптимального режима работы скважины должен обосновываться из условия его эффективности и целесообразности на рассматриваемых площадях ввиду того, что каждая залежь нефти является в своем роде уникальной и требует тщательного подхода, что и определяет актуальность данного исследования.

В качестве объекта исследования – рассматривается Ванкорское месторождение, а предметом является газлифтный (бескомпрессорный) способ добычи нефти.

На основании объекта и предмета исследования была поставлена цель дипломной работы, заключающая в исследовании газлифтного способа добычи нефти и применении его на Ванкорском месторождении.

В результате поставленной цели дипломной работы необходимо рассмотреть следующие задачи:

- изучить основные характеристики Ванкорского месторождения;
- провести анализ текущего состояния данного месторождения;
- провести анализ применяемых методов добычи нефти на месторождении;
- провести исследование и сравнение газлифтного (бескомпрессорного) способа;
- проанализировать эффективность внедрения данного способа добычи нефти на месторождении;
- предложить мероприятия по техники-безопасности на месторождении.

Структура дипломной работы состоит из введения, пяти глав, разделенных на подпункты, заключения и списка использованной литературы.



## **1. Характеристика Ванкорского месторождения**

### **1.1 Общие сведения о месторождении**

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение является крупнейшим из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние двадцать пять лет. Месторождение расположено на северо-восточной окраине Западно-Сибирской плиты Красноярского края, его площадь составляет  $447 \text{ км}^2$  ( $30 \times 15 \text{ км}$ ). Месторождение было открыто в 1988 году, а в 2003 году лицензию на его разработку приобрела компания «Роснефть».

Нефтегазоносность месторождения связана с меловыми терригенными отложениями нижнехетской, суходудинской, яковлевской и долганской свит. Общая мощность разреза с продуктивными пластами составляет более 1,5 км. Месторождение является многопластовым и насчитывает 7 продуктивных залежей разного фазового состава: газовые залежи - Дл-1-3, Як-1 и Як-2, нефтяные залежи - Сд-9 и Нх-1, газонефтяная и нефтегазоконденсатная залежи - Як-3-7 и Нх-3-4.

В промышленную эксплуатацию Ванкорское месторождение было введено в августе 2009 г. Первоначально добыча составляла 18 тыс. т нефти в сутки. В 2010 г. планировалась добыча на уровне 12,5 млн т нефти в год, а фактически было добыто 12,7 млн т. В 2011 г. уровень добычи достиг 15 млн т. В 2013 г. на Ванкоре добыто 21,4 млн т нефти и газового конденсата, что превышает результат 2012 г. на 17 %. Пик добычи на месторождении был запланирован на 2014 г. – около 25 млн т. Разработку месторождения ведет компания ЗАО "Ванкорнефть" – дочернее предприятие ОАО «НК "Роснефть"».

После приобретения ОАО «НК "Роснефть"» участков, ранее закрепленных за ТНК-ВР, и проведенной доразведки запасов на этих

участках в 2014 г. начальные извлекаемые запасы на трех месторождениях ОАО «НК "Роснефть"» в Красноярском крае увеличились на 14 % – до 402 млн т нефти. Это месторождения Ванкорского кластера – Сузунское, Тагульское и Лодочное. На Тагульском месторождении запасы составляют 286 млн т нефти, на Лодочном – 60 млн т и на Сузунском – 56 млн т. Добыча нефти на Сузунском месторождении начнется в 2016 г., уровень добычи в 4,5 млн т может быть достигнут к 2018 г. На Тагульском и Лодочном месторождениях сейчас ведутся геологоразведочные работы, запуск работ по бурению планируется в 2018 г. На сегодняшний день Ванкорский кластер – это 23 лицензионных участка, расположенных в Красноярском крае и Ямало-Ненецком АО.<sup>1</sup>

Инфраструктура Ванкора включает в себя более 400 км внутрипромысловых трубопроводов, 120 км автомобильных дорог, более 1 400 км линий электропередачи.

Нефть Ванкорского месторождения – легкая и малосернистая, она превосходит по своим характеристикам сорта Brent и Urals.

Для транспортировки добытой на месторождении нефти в 2009 г. был построен 556-километровый нефтепровод Ванкор – Пурпе диаметром 820 мм, связавший месторождение с магистральным нефтепроводом Пурпе – Самотлор (Пурпе – поселок в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа). Всю трассу Ванкор – Пурпе можно разделить на две части: северную протяженностью 216 км в зоне распространения вечной мерзлоты, где труба прокладывается надземным способом, и южную – 327 км, где нефтепровод укладывается в траншею. При этом северный участок трубопровода по конструкции в значительной степени похож на Трансаляскинский нефтепровод (рисунок 1.1).

---

<sup>1</sup> "Ванкорнефть" приступила к строительству установки подготовки нефти на Сузунском месторождении [Электронный ресурс] / Управление информационной политики ОАО «НК "Роснефть"». URL: [http://www.rosneft.ru/news/news\\_in\\_press/20042015.html](http://www.rosneft.ru/news/news_in_press/20042015.html).

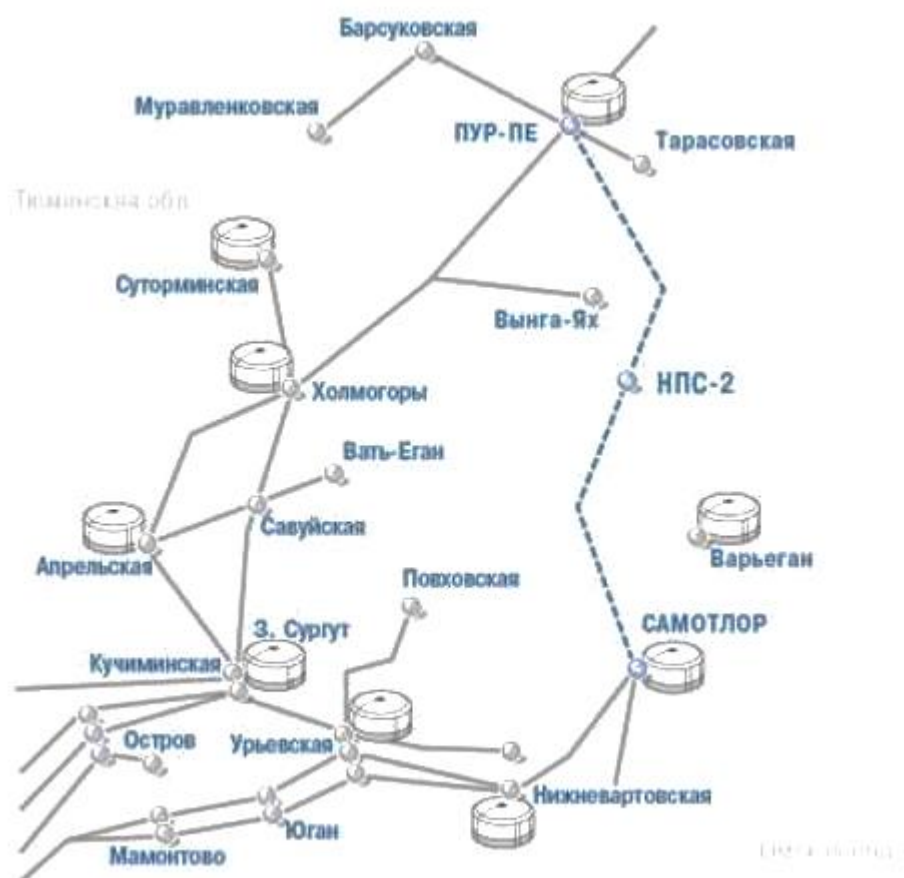


Рисунок 1.1 - Магистральный нефтепровод Пурпе – Самотлор

Магистральный нефтепровод Пурпе – Самотлор ("Транснефть") протяженностью 429 км является участком магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе – Самотлор и предназначен для транспортировки нефти с Ванкорского месторождения, а также других месторождений на севере Красноярского края на нефтеперерабатывающие заводы России и на мировые рынки. Запущен в промышленную эксплуатацию в октябре 2011 г.

Трасса нефтепровода проходит по территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов. Начальной точкой нефтепровода является головная нефтеперегонная станция (НПС) Пурпе, конечной – НПС Самотлор. Таким образом, нефтепровод является "перемычкой" между западной и восточной составляющей российской трубопроводной системы. Благодаря этому нефтепроводу возможно по кратчайшему маршруту

поставлять нефть с новых месторождений Западной Сибири в направлении трубопроводной системы "Восточная Сибирь – Тихий океан" (ВСТО).

Что же касается нефтепровода Заполярье – Пурпе (рис. 5), предназначенного для транспортировки нефти новых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края, то ОАО "Транснефть" завершила работы по его первой очереди в 2014 г. и начала строительство объектов следующей очереди. Ввод всей системы в строй намечен на 2015 г. Стоимость нефтепровода оценивают в 211,2 млрд руб., при том что расчетная стоимость составляла 120 млрд руб. Пропускная способность нефтепровода составит до 45 млн т нефти в год.

Предварительный объем, который будет прокачиваться по нефтепроводу, состоит из предварительно заявленных поставок от ОАО "ЛУКОЙЛ" (2 млн т нефти в год), ЗАО "Мессояханефтегаз" (6,7 млн т), ОАО «НК "Роснефть"» (до 8,5 млн т), ОАО "Газпром" (до 4,9 млн т), ООО "СеверЭнергия" (3,2 млн т) и дополнительно – от ОАО "Газпром" (5 млн т на третьем участке нефтепровода).

Для вывода нефти, добытой на Сузунском месторождении, ЗАО "Ванкорнефть" в рамках трубопроводной системы "Ямал" построила собственный нефтепровод Сузун-Ванкор, связывающий Сузунское месторождение и трубопровод Ванкор – Пурпе.

В марте 2015 г. ЗАО "Ванкорнефть" завершило работы по присоединению Ванкорского энергетического района к Единой национальной энергетической системе страны, что значительно повысило надежность электроснабжения объектов Ванкорского месторождения, включая магистральный нефтепровод.

Для этого была построена двухцепная высоковольтная линия электропередачи ВЛ-110кВ «Подстанция "Мангазея" – Ванкорская ГТЭС» длиной 178 км, обеспечивающая технологическое присоединение с разрешенной мощностью 60 МВт с возможным увеличением до 126,5 МВт и реализацией параллельной работы Тюменской энергосистемы с Ванкорской

ГТЭС. До настоящего времени Ванкорская газотурбинная электростанция (ГТЭС) установленной мощностью 200 МВт, работающая на попутном нефтяном газе (ПНГ), являлась единственным источником электроснабжения объектов Ванкорского производственного участка.<sup>2</sup>

С целью разработки месторождения создан вахтовый поселок Ванкор, рассчитанный на 1 220 вахтовиков. Доставка вахтовиков осуществляется по воздуху (на вертолетах) и по зимнику (с декабря по май). На Ванкор можно попасть из Игарки, Коротчаева (Новый Уренгой), Тарко-Сале. Существует сеть автомобильных дорог, главная из которых – от поселка Ванкор и вертолетной площадки до УПСВ-Ю ("Установка предварительного сброса воды – Юг") – имеет бетонное покрытие, остальные дороги грунтовые или в виде зимников.

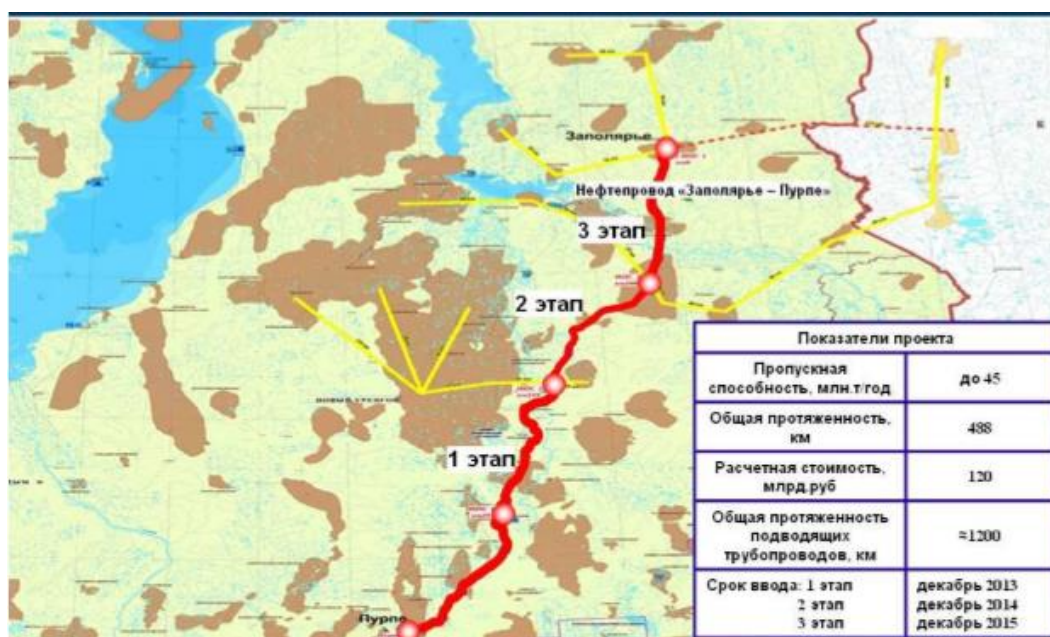


Рисунок 1.2 - Нефтепровод Заполярье – Пурпе

В сезон 2014–2015 гг. протяженность зимников составила 1 000 км. За этот период по ванкорским зимникам было перевезено более 115 000 т грузов, включая оборудование, трубную продукцию, ЖБИ, металлоконструкции, химическую продукцию, ГСМ. Продолжительность

<sup>2</sup> На Ванкорском месторождении добыта 100-миллионная тонна нефти [Электронный ресурс] / Управление информационной политики ОАО «НК "Роснефть"». URL: [http://www.rosneft.ru/news/news\\_in\\_press/27042015.html](http://www.rosneft.ru/news/news_in_press/27042015.html).

работы зимних автодорог в сезон по различным направлениям колебалась от 95 до 156 суток.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

Ванкорское месторождение характеризуется слабой петрофизической и геофизической изученностью в том смысле, что для интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС) при подсчете запасов пришлось использовать петрофизические уравнения других месторождений Западной Сибири, действуя по аналогии. Само по себе использование принципа аналогии правомерно, если аналогия месторождений доказана не вообще, а именно в отношении использования петрофизических уравнений.

Пространственное положение Ванкорского месторождения на краю нефтегазоносного бассейна, его многопластовость и закономерно изменяющийся в вертикальном разрезе фазовый состав залежей делает это месторождение в своем роде уникальным. Его аналогия с другими месторождениями должна устанавливаться на геофизической основе, и, возможно, по пластам в отдельности.

Создание обобщенной геофизической характеристики пластов Ванкорского месторождения и выявление их различий и сходства является актуальной задачей.

На месторождении был выполнен комплекс ГИС, включающий каротаж сопротивлений (GZ3), индукционный (ИК), акустический (dT), гамма-(GK) , гамма-гамма плотностной (GGK-P) и нейтронный по тепловым нейтронам (NKT) каротаж, а также метод потенциалов собственной поляризации (PS). На качественном уровне поведение кривых рассмотрим на примере пласта Сд-9 (Рисунок 1.3).

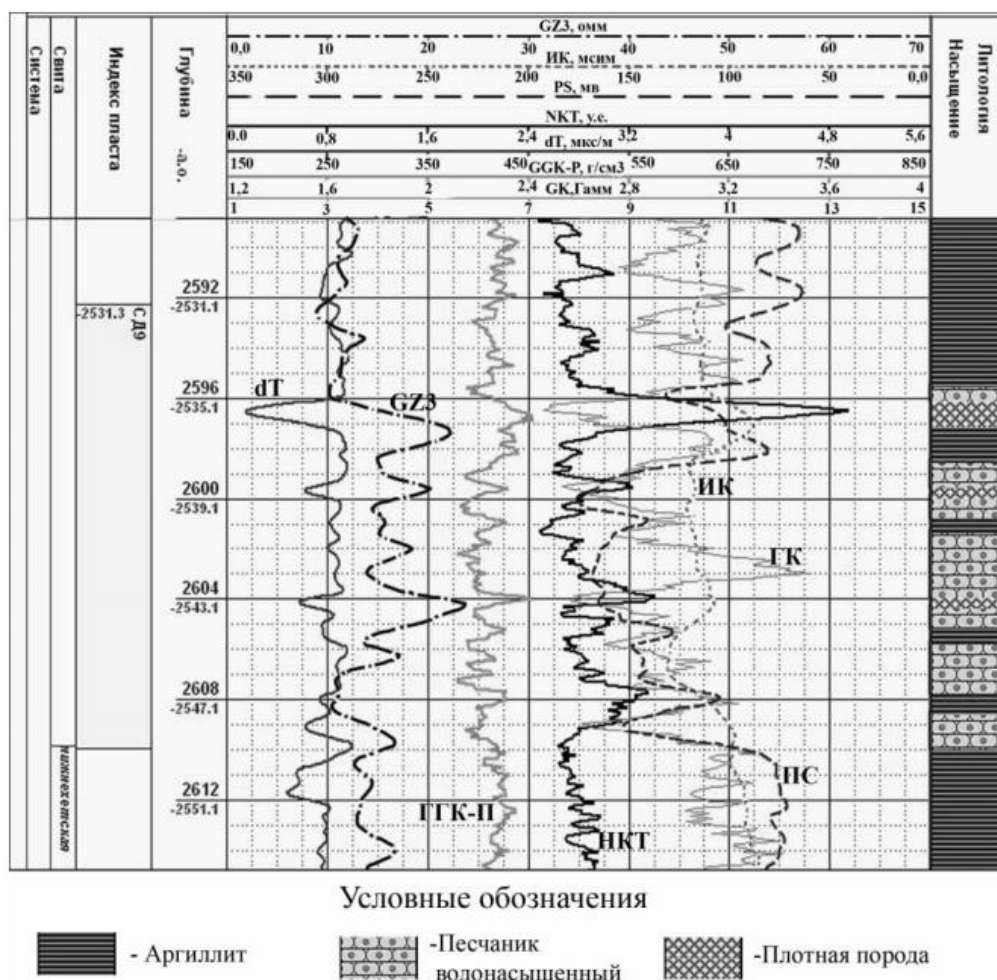


Рисунок 1.3 - Геофизическая характеристика разреза суходудинской свиты, вмещающего пласт Сд-9

Пласт представлен аргиллитами, песчаниками и плотными породами. Показания метода ПС против песчаников уменьшаются по отношению к глинистым породам. Также песчаники исследуемого пласта характеризуются пониженными значениями естественной радиоактивности (ГК).

В середине пласта Сд-9 наблюдается характерный пласт песчаника, в пределах которого от кровли к подошве показания ГК увеличиваются от 8,7 до 12,5 мкР/час. Поскольку это согласуется с понижением показаний нейтронного метода, то причиной изменения физической характеристики пород является изменение их глинистости.

Рассматриваемый пласт характеризуется обилием карбонатизированных песчаников. Пропластки плотных пород отмечаются

аномально высокими показаниями нейтронного метода, аномально низкими значениями акустического каротажа и пониженной радиоактивностью. Пропластки плотных пород повышают общий фон сопротивления толщи, в связи с чем водонасыщенные интервалы отмечаются завышенным удельным электрическим сопротивлением, достигающим до 18 Ом.

В целом наблюдается уменьшение глинистости от подошвы к кровле продуктивного пласта, что может свидетельствовать о регрессивной обстановке осадконакопления. Уменьшение глинистости согласуется с увеличением проницаемости в направлении от подошвы к кровле пласта. Коэффициент нефтегазонасыщения в пласте варьирует от 5% до 9%, что говорит о насыщении данного интервала преимущественно водой.

В пласте Нх-1 (2648,3-2669м) выявленные закономерности подтверждаются. Песчаники характеризуются пониженными значениями методов PS и GK. Наблюдается уменьшение глинистости от подошвы к кровле пласта, что свидетельствует о регрессивной обстановке осадконакопления. Исследуемый пласт характеризуется высокой степенью карбонатизации. Плотные карбонатные пропластки выделяются по аномально высоким показаниям метода NKT, аномально низким показаниям акустического и гамма- метода.

Несмотря на общую схожесть пластов, у них есть и отличия. Пласт Нх-3-4 - самый высокоомный из всех (таблица 1.1), а пласт Нх-1 – наиболее радиоактивный по отношению к другим пластам. Пласт Сд-9 состоят из наиболее чистых (неглинистых) песчаников из представленных в разрезе, так как они характеризуются минимальными показаниями метода PS. Максимальное водородосодержание характерно для пласта Як 4-7

Таблица 1.1 Средние значения показаний методов ГИС

Пласт	PS, мВ	GZ3, Ом	GK, мкР/час	NKT
Як4-7	36,4	6,4	5,6	1,37
Сд-9	12,0	6,9	9,6	1,96
Нх-1	55,4	17,2	10,4	1,98
Нх-3-4	51,8	45,8	7,8	1,98



Для определения причин различия между пластами были исследованы корреляционные зависимости между показаниями геофизических методов (таблица 1.2).

Таблица 1.2 Результаты корреляционного анализа

Пласт	ГК(GZ3)	НГК(GZ3)	dTp(GZ3)	НГК (ГК)	dTp(ГК)	dTp(НГК)
ЯК 4-7	$y = 0.066x + 5.150$ $R^2 = 0.050$	$y = -0.005x + 1.405$ $R^2 = 0.012$	нет данных	$y = -0.014x + 1.453$ $R^2 = 0.008$	нет данных	нет данных
СД-9	$y = 0.179x + 8.337$ $R^2 = 0.023$	$y = -0.042x + 2.250$ $R^2 = 0.023$	$y = 1.606x + 258.8$ $R^2 = 0.008$	$y = -0.068x + 2.609$ $R^2 = 0.080$	$y = 5.491x + 217.3$ $R^2 = \mathbf{0.131}$	$y = -57.55x + 382.4$ $R^2 = \mathbf{0.838}$
НХ-1	$y = -0.101x + 12.12$ $R^2 = \mathbf{0.243}$	$y = 0.018x + 1.660$ $R^2 = \mathbf{0.107}$	$y = -2.097x + 290.4$ $R^2 = \mathbf{0.304}$	$y = -0.193x + 3.989$ $R^2 = \mathbf{0.493}$	$y = 12.25x + 127.0$ $R^2 = \mathbf{0.440}$	$y = -59.63x + 372.4$ $R^2 = \mathbf{0.789}$
НХ-3-4	$y = -0.012x + 8.389$ $R^2 = \mathbf{0.129}$	$y = 0.002x + 1.884$ $R^2 = 0.057$	$y = -0.079x + 257.2$ $R^2 = 0.012$	$y = -0.123x + 2.946$ $R^2 = \mathbf{0.245}$	$y = 7.346x + 196.1$ $R^2 = \mathbf{0.122}$	$y = -53.36x + 359.1$ $R^2 = \mathbf{0.403}$

Судя по данным, приведённым в таблице 1.2, наиболее тесная связь наблюдается между показаниями акустического метода и удельным электрическим сопротивлением пласта, а также показаниями гамма- и нейтронного методов. Кроме того, пласт Нх-1 характеризуется наибольшими коэффициентами корреляции между показаниями всех рассматриваемых методов. Тем не менее, наиболее продуктивными на месторождении являются пласты Нх3-4 и Як3-7. Выявлено существенное уменьшение коэффициента корреляции по всем зависимостям в пласте Нх3-4 по отношению к пласту Нх-1. С учетом проведенных специальных исследований, наиболее вероятной причиной ухудшения связи в продуктивных пластах месторождения является их газонасыщение.

Таким образом, пласты Ванкорского месторождения характеризуются следующими общими свойствами: регрессивная обстановка осадконакопления и широкое развитие карбонатизации пластов. Все это отражается в их геофизической характеристике. Отличаются пласты по уровню показаний геофизических методов, а главное, по корреляционным

зависимостям между ними. Наиболее тесная корреляционная связь наблюдается в пласте Нх-1. А газонасыщение ухудшает и в целом нарушает корреляционные связи между геофизическими параметрами. Это может служить оценочным признаком продуктивности пластов.

### 1.3 Физико-химические свойства нефти

В таблице 1.3 представлены физико-химические характеристики образцов нефти Ванкорского месторождения.

Таблица 1.3 - Физико-химические характеристики образцов нефти Ванкорского месторождений

Показатель	Нефть Ванкорского месторождения
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	901,4
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с:	
при температуре 20 °С	81,68
при температуре 50 °С	19,65
Температура застывания, °С	< –45
Содержание, % мас. смол силикагелевых	9,5
Содержание, % мас. асфальтенов	0,3
Содержание, % мас. парафина	1,7
Содержание, % мас. серы	0,173
Содержание ванадия (ppm)	<2
Содержание никеля (ppm)	<1
Коксуемость, % мас.	1,77
Содержание хлорорганических соединений во фракции н.к.–204 °С, ppm	<5
Массовая доля, ppm: сероводорода	Отсутствие
Массовая доля, ppm: метил-этилмеркаптанов	33

Ванкорская нефть – смолистая, битуминозная. Легкие углеводороды (бензиновая фракция) присутствуют в ванкорской нефти в количестве 10,4 % мас.

Нефть имеет следующие физико-химические свойства: плотность 796-831 кг/м<sup>3</sup>; молярная масса 152-180 г/моль; показатель преломления 1,4567-1,4658; вязкость динамическая 1,96-3,06 мПа·с. Температура начала кипения нефти составляет 53-87 °С. При максимальной температуре кипения 352 °С выкипает 80 %.

Содержание в нефти серы сероводородной составляет (в массовых долях) 0,057-0,06 %, меркаптановой – 0,05-0,066 %; асфальтенов – 0,135 %; смол – 2,102,42 %; парафинов – 2,76-4,5 %, механических примесей – 0,007-0,07 % (в массовых долях), содержание хлористых солей изменяется от 3 до 43 мг/дм<sup>3</sup>. Нефть легкая, с незначительной вязкостью, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

В таблице 1.4 приведены свойства дегазированной нефти, ее групповой состав и результаты фракционной разгонки по Энглеру. Групповой и фракционный составы дегазированной нефти по пробам, взятым в разное время и при различных условиях, близки по своим свойствам и признаны кондиционными.

Таблица 1.4 Свойства пластовой и дегазированной нефти Ванковорских отложений (С2b)

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
<i>1. Свойства пластовой нефти</i>	57	57
Температура пластовая, °С	100	(расчетная)
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,6	20,6
Газосодержащие нефти (стандартная сепарация), м <sup>3</sup> /т	250,1	250,1
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> :	1,03	1,03
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> :	796	796
Количество исследованных глубинных проб (скважин)	1	(1)
<i>2. Свойства дегазированной нефти</i>		
Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м <sup>3</sup>	799-831	813,6
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам при 20 °С, мПа·с	1,96-3,06	2,561

Окончание таблицы 1.4

Показатель преломления	1,456-1,4658	1,462
3. Массовое содержание, %		
- серы меркаптановой	0,05-0,066	0,058
- серы сероводородной	0,057-0,06	0,059
- смол	2,1-3,2	2,57
- асфальтенов	0,13-1,67	0,64
- парафинов	3,64-4,5	3,92
Температура начала кипения, оС	53	87

## 1.4 Запасы нефти

Начальные извлекаемые запасы Ванкорского месторождения по состоянию на 1 января 2016 г. составляют 500 млн. тонн нефти и конденсата, 182 млрд. кубометров газа (природный + растворенный).

Таблица 1.5 - Добыча углеводородов Ванкорское месторождение

	2010	2011	2012	2013
Нефть, млн барр.	90,5	106,3	129,7	153,1
Газ, млрд куб. м	3,26	4,38	5,55	6,55

Рассматривая добычу нефти на Ванкоре в 2015 году было добыто 21,4 мил. т. газового конденсата и нефти, по сравнению с предыдущим годом увеличение произошло порядком на 17%, увеличение данного показателя произошло за счет применения новых технологических решений, способствующих полной автоматизации нефтедобычи. Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты.

## **2 Технологический раздел**

### **2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения**

Ванкорское нефтяное месторождение введено в эксплуатацию в 1988 г. Месторождение разрабатывается в соответствии с «Дополнением к проекту разработки», утвержденным в Миннефтепроме СССР 03.09.1988г./2/.

Утвержден вариант, предусматривающий:

- выделение 5 самостоятельных объектов разработки;
- бурение 46 добывающих, 9 нагнетательных, 19 резервных скважин;
- приконтурную систему заводнения для выработки запасов семилюкской залежи и залежи IV пачки задонского горизонта;
- очаговую систему заводнения для выработки запасов ланской, ванкорской залежи и залежи VIII+IX пачек задонского горизонта;
- достижение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения 0,523 и удержание добычи нефти на уровне 210-230 тыс.тонн в год в течение 1988-2000 г.г.

После составления дополнения к проекту разработки «Ванкорнефть» проведен пересчет запасов нефти месторождения, которые были утверждены в 2009 г. Пересчитанные запасы были приняты на баланс объединения «Ванкорнефть». В результате пересчета запасы нефти по залежам остались без изменения по сравнению с принятыми в проекте, по залежам приняты на баланс запасы верхней пачки ванкорского горизонта - 812 тыс.т., по залежи IV пачки запасы нефти уменьшились на 20.7%, по залежи VIII+IX пачек запасы нефти увеличились на 57%, по ланской залежи - увеличились на 70.8%.

В 2009 г. институтом НИПИнефть проведен оперативный пересчет запасов нефти ванкорского месторождения и на 01.01.10 г. принят на баланс объединения «Роснефти». В результате пересчета запасы нефти по нижней

пачке увеличились на 44,6%, по верхней пачке уменьшились на 30,8% и в целом составили 2410 тыс.т.

В 2011 г. на месторождении пробурены и введены в эксплуатацию скважины 190, 224, 240, 254, под закачку скважина 252. Скважиной 240 открыта новая залежь в протерозойских отложениях. На 01.01.2012 г. пробуренный фонд на месторождении составил 185 скважин, в т.ч. добывающих 87 (действующих 84), нагнетательных - 17, контрольных - 6, ликвидировано - 75. В связи с изменением запасов и отклонением фактических показателей разработки от проекта в авторском надзоре были уточнены основные технологические показатели по залежам на 2010-2012 г.г. с учетом плана бурения «Ванкорнефть» и текущего состояния разработки. В настоящем авторском надзоре фактические показатели разработки сравниваются с уточнёнными проектными показателями.

Залежи Ванкорского месторождения находятся в разработке с 1991 года, технологической схемой разработки планировалось разрабатывать залежь возвратным фондом скважин с Нижнехетского Ванкорского пласта - всего на момент составления дополнения к проекту разработки (2009 год) было переведено с горизонта 20 скважин и пробурено на залежь 2 скважины (скважина 14 и 89).

В дополнении к проекту разработки Ванкорская залежь выделена в самостоятельный эксплуатационный объект. Предусматривалось бурение в течение нескольких лет, 12 добывающих, 3 нагнетательных и 4 резервных скважины. В том числе бурение трех дублеров, вместо ликвидированных по техническим причинам скважин 14, 80, 89. Учитывая мозаичность коллектора, для поддержания пластового давления предусматривалось размещение пяти очаговых скважин. Проектные добывающие скважины размещены на участках залежи с нефтенасыщенными мощностями более 10 метров. Плотность сетки составит 45 га/скв. Максимальный уровень добычи нефти 32 тыс.т нефти (2,5 % от начальных извлекаемых запасов) достигается 2015 году

Расчет добычи нефти произведен без учета извлекаемых запасов верхней пачки ванкорской залежи. Разбуривание проектного фонда согласно дополнения к проекту началось в 20009 году.

Под очаговое заводнение в 2010 году освоена добывающая скважина 69, в 2011 г. скважины 250, 252.

В течение всего периода развития из проектного фонда были пробурены и введены в эксплуатацию 7 скважин - 248, 249, 250, 254, 255, 256, 257, возвращены с семилукского горизонта скважины 77, 78, 221, 111, 258. Всего с начала разработки на залежи пребывало в эксплуатации 33 скважины. Из них 2 скважины ликвидированы по геологическим причинам, 8 скважин - по техническим, 2 скважина переведены под закачку, 2 скважины находятся в контрольном фонде. Оставшийся проектный фонд на 01.01.2015гг. составляет 10 скважин - 243, 244, 245, 246, 247, 259, 260, 261, 262, 263. В настоящее время залежь находится на II стадии разработки, ведётся разбуривание.

В 2014 г. пробурены нагнетательная скв. 252 и эксплуатационная скв. 254. В скв.252 проектный воронежский горизонт вскрыт на глубине 2585 м.

По данным ГИС нефтенасыщенные пласты - коллекторы выделены в первой пачке воронежского горизонта мощностью 2 м, пористостью 17,6%, нефтенасыщенностью 67,8% и во второй пачке мощностью 10,2 м, пористостью 4,8 – 14,5%, нефтенасыщенностью 67,5 – 88,4%. В колонне испытаны интервалы 2585 - 2599 м, 2603 - 2610 м.

При динамических уровнях 1794 – 1452 м получен приток пластового флюида дебитом 49 м<sup>3</sup> /сут. Испытали скважину на приёмистость на трех режимах: при Руст. 5 МПа приёмистость – 288м<sup>3</sup> /сут, Руст. 10 МПа – 360 м<sup>3</sup> /сут, Руст.12,5 МПа – 480 м<sup>3</sup> /сут.

Пластовое давление на глубине 2600 м составило 12,76 МПа при уровне 1323 м. Скважина введена под закачку 08.12.2012 г. В скв.254 ванкорский горизонт вскрыт на глубине 2624 м. По данным ГИС нефтенасыщенные пласты - коллекторы выделены в первой пачке

воронежского горизонта мощностью 4,9 м, пористостью 5,4 - 16%, нефтенасыщенностью 59,8 - 85,6 % и во второй пачке мощностью 10,8 м, пористостью 4,8 – 15,9%, нефтенасыщенностью 54,2 – 91,5%. В колонне испытаны интервалы 2618 - 2632 м, 2638 - 2640 м, 2642 – 2647 м. При динамических уровнях 1765 – 1534 м получен приток нефти дебитом 17,7 м<sup>3</sup>/сут. Определен коэффициент составил 12,8 МПа (07.98 г.).

Скважина 254 введена в эксплуатацию в июле 1998 года механизированным способом (НГВ - 32) с начальным дебитом 0,3 т/сут (скважина недоосвоена), после проведения интенсификации, дебит увеличился до 5,9 т/сут.

## 2.2 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.2016 г. в действующем фонде находится 19 скважин. Сква. 49 находится в бездействии из-за низкого дебита (0,03 т/сут), скв.111, 258 переведены с семилукского горизонта. Нагнетательный фонд составляют 3 скважины - 69,250, 252. Все добывающие скважины работают механизированным способом (ШГН). 3скважины (скв.43, 143, 221) работают периодически. Добывающий фонд по величине среднесуточного дебита жидкости на 01.01.2016 г. распределяется следующим образом.

Таблица 2.1. Анализ состояния фонда скважин Ванкорского месторождения

Дебит по жидкости, т/сут.	Количество скважин	Номера скважин
<1	1	143
1-3	4	43, 221, 249, 254
3-5	5	78, 111, 248, 255, 256
5-8	4	53, 77, 110, 112
8-12	5	51, 57, 62, 257, 258

Из таблицы видно, что 5 скважин работают с дебитом до 3 т/сут, которые расположены в центральной части залежи. Низкая продуктивность



скважин (скв. 43, 49, 143, 221, 249, 254) обусловлена ухудшением коллекторских свойств в зоне расположения скважин и низким пластовым давлением. Их дебиты на протяжении всей эксплуатации не превышали 3 т/сут.

7 скважин - 51, 57, 62, 77, 110, 112, 257 работали с дебитами от 6 до 12 т/сут, которые расположены на различных участках залежи. Ими отобрано в 2009 году 63,2 % годовой добычи по залежи при среднем дебите 7,9 т/сут.

Анализ работы скважин свидетельствует об изменении коллекторских свойств залежи и ухудшении фильтрационных характеристик пласта вблизи границы, проведённой между скважинами, которые дали приток нефти и бесприточными.

В целом по залежи среднегодовой дебит скважин по нефти увеличился на 0,9 т/сут и составил 4,8 т/сут.

Эксплуатационный фонд скважин в основном работает без воды.

В 2010 году отмечается появление воды в продукции скважин 62, 78, 112, 143, 221, 249, плотностью 1,15 г/см<sup>3</sup> (скв.62) – 1,2 г/см<sup>3</sup> (скв.221). Причиной появления воды в продукции скважин является проведение по данным скважинам геолого-технических мероприятий (глушение скважин при сменах насосов, промывка насосного оборудования технической водой), заколонный переток в результате негерметичности эксплуатационной колонны (скв. 78), влияние закачки воды в нагнетательные скважины.

Добыча нефти по ванкорской залежи в 2014-2015 г. составила 30,159 тыс.т (проектная – 25 тыс.т). Темп отбора от начальных извлекаемых запасов 1,25%, от текущих - 1,6% (от запасов, пересчитанных в 2009 г.).

Баланс добычи нефти по ванкорской залежи в 2015 году сложился следующим образом. Потери добычи нефти составили 3,218 тыс.т. Основные причины:

- в результате снижения пластового давления и ухудшения работы насосного оборудования (скв. 53, 248) добыча снизилась на 445 тонн;
- снижение дней эксплуатации (скв.51, 57, 249) – 1,064 тыс.т

- обводнение скважин – 1,709 тыс. т.

Прирост добычи нефти составил 9,799 тыс.т, в том числе:

- проведение ГТМ по интенсификации, оптимизации (11 скважин), переводу скв.111, 258 с семилукского горизонта – 5,065 тыс.т;
- увеличение отборов нефти в результате проведения ГТМ в 1997г. (скв. 62, 112, 249, 256, 257) - 2,783 тыс.т;
- снижение обводнённости – 766 тонн
- увеличение дней эксплуатации (скв. 57,77, 110) - 928 тонн,
- добыча по новой скв. 254 - 257 тонн.

Таким образом, в результате проведения вышеизложенных мероприятий добыча нефти в 2013 году по сравнению с 2012 годом увеличилась на 6,581 тыс.т.

С 2014 года на залежи организована закачка скв. 69, которая расположена в западной части залежи. Объем закачки составил 12 тыс.м<sup>3</sup> воды, приёмистость 55,8 м<sup>3</sup>/сут. Всего в скважину закачано 65,4 тыс.м<sup>3</sup> воды.

За период 2000-2015 годов пластовое давление по скважинам 89, 112, 256, 257, расположенным в непосредственной близости от скв. 69 увеличилось в среднем на 6 МПа и составило 15,1-19,7 МПа. В скв. 258 – 24МПа (08.98 г.) Нст. выросли с 1200 – 1400м до 960м, что позволило в 1998 г. провести мероприятия по оптимизации режима работы этих скважин и интенсификации притока скв.257. Пластовое давление в скв.69 поднялось до 27,2 МПа (Рнач. в залежи - 28,7 МПа).

С целью организации очагового заводнения в центральной части залежи в апреле 2009 г. введена под закачку скв. 252, в декабре 2009 г. – скв.250. На 01.01.2010 г. в скв.252 закачано 16 тыс.м<sup>3</sup>, в скв. 250 – 900 м<sup>3</sup> воды, средняя приемистость составила 111 – 150м<sup>3</sup>/сут при давлении на устье 15,5 МПа. В связи с небольшим объемом закачки уровни по добывающим скважинам, расположенным в центральной части, не изменились и составляют: Нст. – 1440м, Ндин. – 1800м.

Объём закачки в залежь составил 49,3 тыс.м<sup>3</sup>, накопленная закачка на 01.01.2015 г. – 238 тыс.м<sup>3</sup>, текущая компенсация отбора жидкости водой составила 58,9%, накопленная – 20,1%.

Рассмотрим распределение пробуренных фондов скважин, оборудованных ЭЦН (результаты представим в виде таблицы 2.2).

Таблица 2.2 Распределение пробуренного фонда скважин

Фонд скважин	Кол-во скважин по состоянию на:		
	1.01.15	1.01.16	+, -
1. Добывающий	437	399	-38
ТТ. Действующий	418	389	-29
1.1.1. ЭЦН	8	10	+2
1.1.2. ШГН	410	379	-31
1.2. Бездействующий	19	10	-9
1.3. В освоении	-	-	-
2. Нагнетательный	107	108	+1
2.1. Под закачкой	60	64	+4
2.2. Остановленные по циклике	33	33	-
Остановленные по технологическим причинам	13	10	-3
2.4. Бездействующий	1	-	-1
2.5. В освоении под закачку	-	1	+1
В консервации	52	69	+17
Пьезометрический	21	41	+20
Ликвидированный	20	20	-
2.6. В ожидании ликвидации	25	25	-
Водозаборные	4	4	-
Весь пробуренный фонд	666	666	-

По данным таблицы можно сказать, что приемистость одной скважины (нагнетательной) приравнивается к 9 м<sup>3</sup>/сут., при этом закачка воды в данные скважины поступает на основании устьевых давлений в среднем равных 12,3Мпа.

Рассмотрим основные объекты разработки Ванкорского месторождения, а именно – Девонское, Алексинское, Каширское, Турнейское, Верей-башкирское и Тульско-бобриковское.

Таблица.2.3 Распределение фонда скважин по объектам разработки

Объекты разработки	На 1.01.15.		На 1.01.1.	
	Количество скважин	% к фонду	Количество скважин	% к фонду
Девонский	29	1,7	29	1,7
Турнейский	435	25,9	448	26,5
Тульско-бобриковский	840	50,1	849	50,2
Алексинский	10	0,6	10	0,6
Верей-башкирский	362	21,6	355	21,0
Каширский	1	0,1	1	-
Всего	1677	100,0	1692	100,0

Так по состоянию на 2012-2014 гг., эксплуатационный фонд насчитывал порядком 1677 скважин, из которых 3 были переведены из консервации, а 41 выведена из нерентабельных фондов (14 - пьезометрические, 1 –ликвидационная, 24 – консервационных и 2 – под закачку воды) [7]

Основными объектами разработки являются пласты тульско-бобриковского горизонта (840 скв.), турнейского и верей-башкирского ярусов (435 и 362 скв. соответственно). (Табл. 2.3)

Из нагнетательного фонда 2 скважины выбыли : 1 скважина (№ 7462) - в пьезометрические, 1 скважина (№ 4540 ) - переведена в консервацию. В освоение под закачку переведена скважина №629 из ожидания ликвидации. Из консервации 5 скважин переведены в пьезометрический фонд.

Нормы отбора нефти, жидкости и закачки воды по месторождению выполнены на 100,6%, 99% и 99,1% соответственно.

Обводненность добываемой продукции выросла на 1,9% и составила 50,4%. Средний дебит скважин, оборудованных винтовых насосов, составляет по нефти 8,1 т./сут. на 1.01.07 и 62,7 т./сут. против 59,4 т./сут. по жидкости. Средний дебит скважин, оборудованных ШГН, составляет 6,3 т./сут.

С начала разработки отобрано нефти 45,2% от НИЗ, темпы отбора составили: 1,61% от НИЗ; 2,85% от ТИЗ. Текущий коэффициент нефтеизвлечения -0,117 при проектном 0,259.

Действующий фонд скважин по обводненности распределяется следующим образом:

скважины, работающие с водой:

- от 0 до 2% - 0 скважин;
- от 2-20% - 157 скважин;
- от 20-50% - 82 скважины;
- от 50-90% - 104 скважины;
- от 90 и более – 45 скважины.

В течение действия ванкорского месторождения в скважинах были проведены следующие геолого-технические мероприятия:

- 1.оптимизация режимов работы скв. 78, 112, 256, 257;
- 2.интенсификация притока по 8 скв. – 51, 53, 57, 221, 248, 254, 255, 257. Несмотря на низкие пластовые давления получен положительный эффект, кроме скв. 51, 53, 248.
- 3.перевод скважин 111, 258 с семилукского горизонта – дебиты по нефти составили 4,5 – 9,6 т/сут
4. организовано очаговое заводнение в центральной части залежи в скв. 252 и 250.

Всего с начала разработки на 01.01.2016 г. отобрано 558,729 тыс.т нефти, что составляет 23,3 % от начальных извлекаемых запасов (с учетом запасов верхней пачки ванкорской залежи). Текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,093 при утвержденном конечном 0,4. Остаточные извлекаемые запасы на 01.01.2000 г. составляют 1851 тыс.т, на одну скважину добывающего фонда приходится 97,4 тыс.т нефти.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) позволяют оценить ряд важнейших характеристик пласта и скважины. Эффективное управление разработкой месторождения подразумевает проведение ГДИС с периодичностью, достаточной для получения чёткого представления о динамике изменения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пласта и энергетического состояния залежи. Однако проведение наиболее

информативных ГДИС (КВД, КВУ) сопровождаются значительными экономическими потерями вследствие потерь по добыче нефти из-за остановок скважин (особенно для горизонтальных скважин, скважин с ГРП, скважин, вскрывающих низкопроницаемые коллекторы и т.д.) и затрат на инструментальные замеры. Кроме того, проведение ГДИС с закрытием скважины может быть в сильной мере осложнено эффектами влияния газа (эффект gas humping, аномальный рост давления во время КВД), технологическими ограничениями и т.д.

С целью апробации метода для условий Ванкорского месторождения были проведены анализы добычи на 4 скважинах: 366, 535, 162в и 139.

А) Скважина №535 наклонно-направленная. Замер давления осуществлялся при помощи ТМС. Сравнение результатов по методу анализа добычи с ранее выполненным КВД представлено в табл. 2.2.

Таблица 2.4 Сопоставление результатов анализа добычи и КВД по скважине №535

Показатель	Анализ добычи на 20.08.2015	КВД на 22.07.2014
Проницаемость, мД	596	646
Скин-фактор	3,4	3,17
Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	151,3	158,3

По результатам сопоставления можно утверждать, что результаты достаточно хорошо согласуются, и наблюдается некоторое снижение пластового давления со временем. Отметим, что результаты анализа добычи на остальных трёх скважинах были сопоставлены с результатами ГДИС, проведёнными после анализа добычи.

Б) Скважина №366 горизонтальная. Замер давления также осуществлялся при помощи ТМС. Сравнение результатов по методу анализа добычи с КВД, проведённым после, представлено в табл. 2.3.

Таблица 2.5 Сопоставление результатов анализа добычи и КВД по скважине №366

Показатель	Анализ добычи на 06.09.2015	КВД на 24.10.2014
Проницаемость, мД	330	299
Скин-фактор	3,3	3,46
Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	135,8	132,7–137,1

Следует отметить, что при интерпретации КВД получен интервал изменения пластового давления в силу неоднозначности интерпретации. Однако в данном примере результаты согласуются достаточно хорошо.

В) Скважина №162в также является горизонтальной, а замер давления осуществлялся при помощи СПСКДиТ.

Таблица 2.6 Сопоставление результатов анализа добычи и КВД по скважине №162в

Показатель	Анализ добычи на 31.12.2015	КВД на 03.02.2014
Проницаемость, мД	75,9	133(оценка сверху)
Скин-фактор	–7,02	–5,76 (оценка сверху)
Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	238,8	236,3

По результатам интерпретации КВД получены оценки сверху истинных значений проницаемости и скин-фактора (табл. 2.4), т.е. реальное значение проницаемости ниже 133 мД, а скин-фактора – ниже величины –5,76. Это связано с тем, что последнее КВД было проведено уже после ввода в эксплуатацию соседней добывающей скважины №162св, что привело к искажению диагностического графика на конечном участке (рис. 2.1).

Заметим, что в силу априорных рассуждений поздний радиальный режим для условий Ванкорского месторождения достигается спустя более чем 1000 ч после остановки скважины, поэтому диагностические графики всех КВД демонстрируют начальный радиальный и переходный режимы течения, а поздний радиальный режим ни в одном КВД достигнут не был.

Также можно отметить, что по результатам КВД от 21.06.2012 г., по которому не отмечается влияние соседних скважин, проницаемость и скин-фактор достаточно хорошо сходятся с анализом добычи, при условии выбора позднего радиального режима по конечному участку исследования.

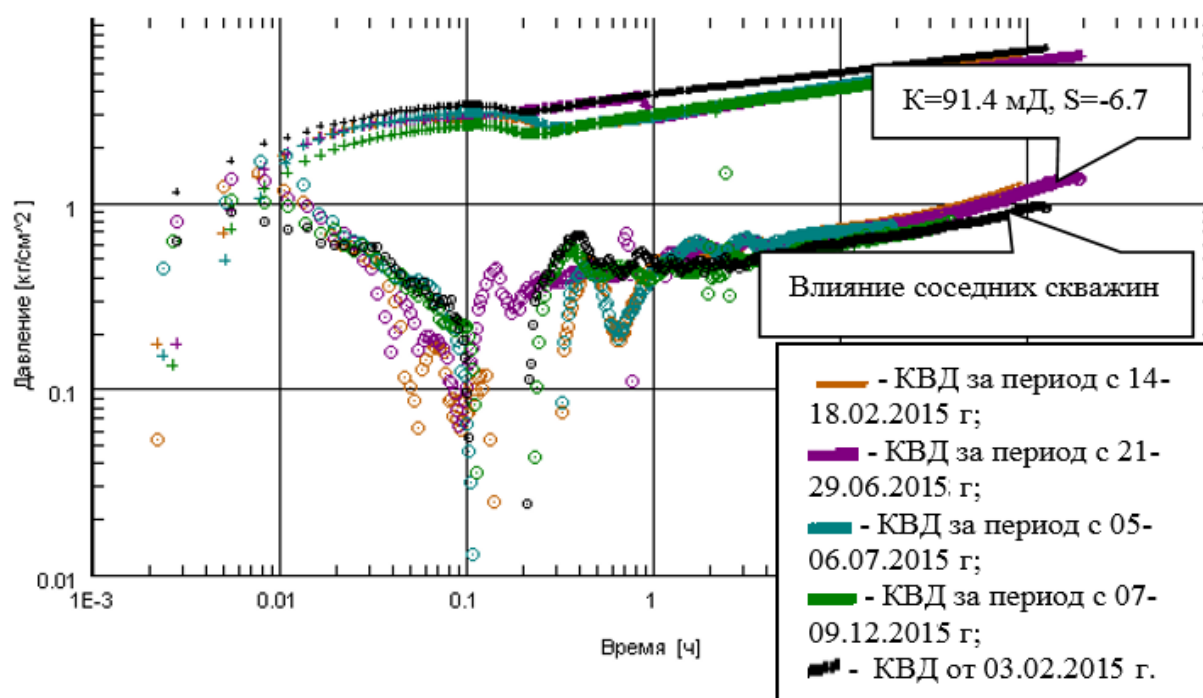


Рис. 2.1. Диагностические графики всех КВД скважины №162В

Таким образом, по результатам сопоставления анализа добычи и КВД для скважины №162В можно говорить о достаточной сходимости результатов по проницаемости и скин-фактору. Величина пластового давления по анализу добычи и КВД демонстрирует хорошую сходимость.

Г) Скважина №139 является горизонтальной, замер давления также осуществлялся СПСКДиТ.

Таблица 2.7 Сопоставление результатов Анализа добычи и КВД по скважине №139



Показатель	Анализ добычи на 12.01.2015	КВД на 03.02.2013
Проводимость, мД	78,6	112 (оценка сверху)
Скин-фактор	-6,6	-2 (оценка сверху)
Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	237,3	218,8–219,6

Аналогично предыдущей скважине, при исследовании КВД на скважине №139 (табл. 2,7) отмечается влияние работы скважин окружения, поэтому оценки проницаемости и скин-фактора будут больше, чем истинные значения. Следует отметить значительное расхождение результатов анализа добычи и КВД в пластовом давлении (разница примерно 17–18 кгс/см<sup>2</sup>). Чтобы объяснить подобную разницу, требуется продемонстрировать общий вид исходных данных (рис. 2.2).

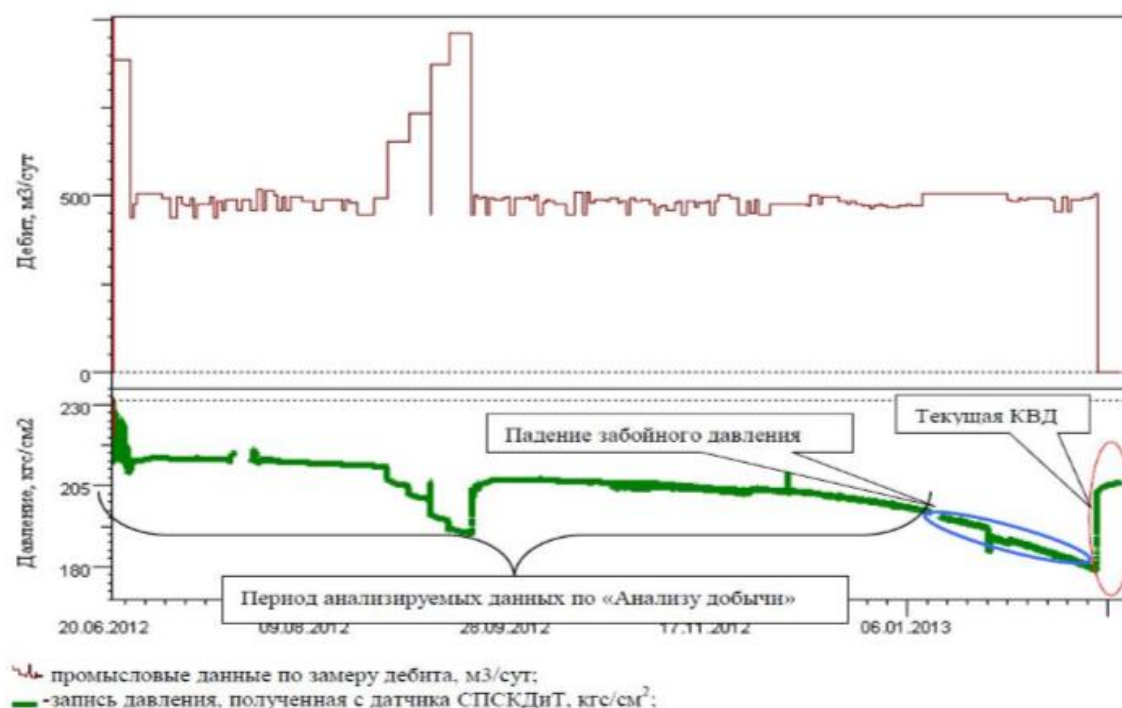


Рис. 2.2 Кривые изменения дебита и давления по скважине №139

С учётом выхода Ванкорского месторождения на режим добычи, близкий к максимальному, особое значение приобретает возможность мониторинга динамики пластового давления и ФЕС без остановки скважин на традиционные ГДИС. Одним из решений подобной проблемы является использование метода анализа добычи в ПО Карра Toraze.

Проведённые исследования 4 скважин продемонстрировали удовлетворительную согласованность с результатами традиционных КВД и выявили перспективность данного направления в условиях максимизации добычи Ванкорского месторождения.

### **2.3 Анализ применяемых методов добычи нефти на Ванкорском месторождении**

Учитывая большое разнообразие методов интенсификации нефтеотдачи пластов рассмотрим основные и широко применяемые на месторождениях Российской Федерации (в частности на Ванкорском месторождении)

Накопленный опыт разработки нефтяных месторождений убедительно свидетельствует, что вариант стандартного заводнения объектов зачастую не только оказывается малоэффективным в борьбе с вышеперечисленными факторами, но и способствует их развитию. Такое положение дел привело к развитию широкого спектра методов и средств увеличения нефтеотдачи пластов, которые подразделяются на 4 основные группы: газовые, химические, физические и гидродинамические.

Начальным этапом апробации МУН на Ванкорском месторождении можно считать период с середины 1970-х до начала 1990-х годов, когда были проведены промышленные испытания:

- циклического заводнения в сочетании с изменением направления фильтрационных потоков (ИНФП);
- закачки ПАВ в различной концентрации, а также в сочетании с другими реагентами;
- закачки ШФЛУ;
- газового и водогазового воздействия;
- закачки полимер-дисперсных систем (ПДС).

На рисунке 2.3 представлена обобщенная схема МУН, прошедших апробацию на Ванкорском месторождении за всю историю разработки.

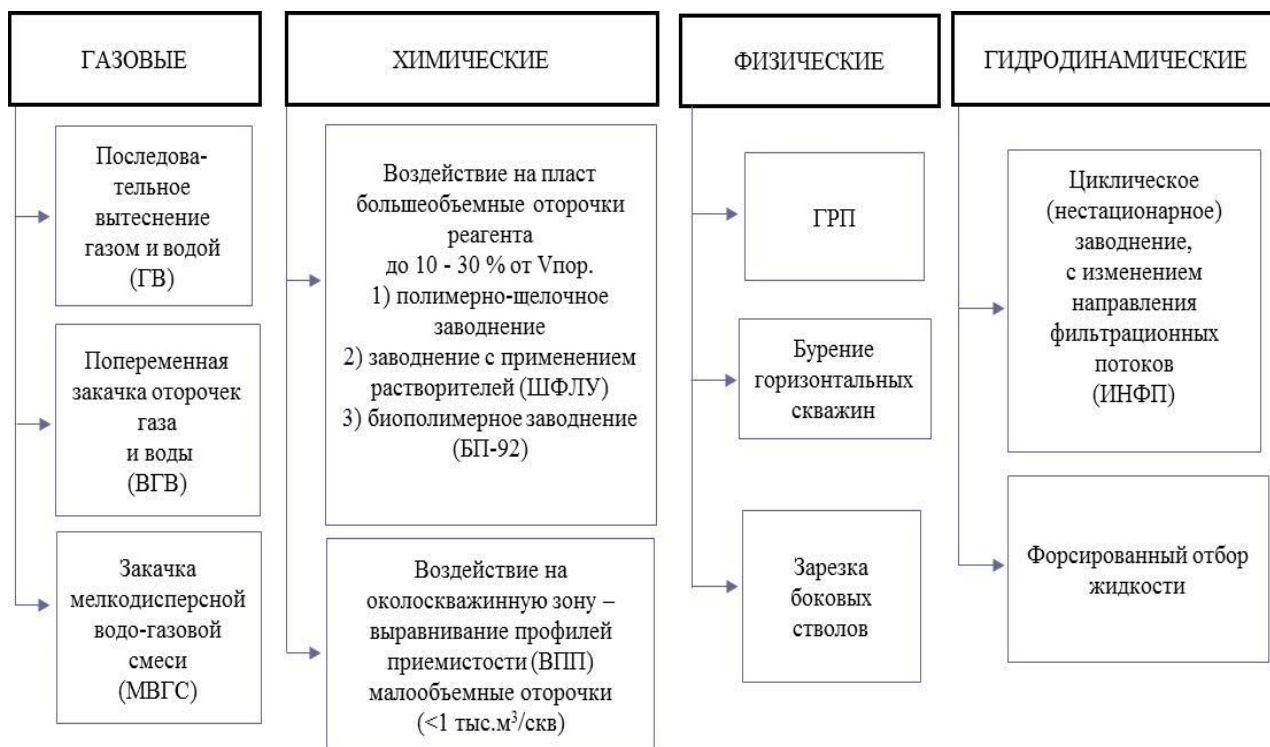


Рисунок 2.3 – Методы увеличения нефтеотдачи пластов, апробированные на месторождении

Экспериментальные работы и исследования возможностей МУН в промышленных масштабах проводились практически на всей территории Ванкорского месторождения, о чем свидетельствует приведенная на рисунке 2.4 схема расположения опытных участков и полигонов.

Начиная с конца 2000-х годов, благодаря полученному опыту по апробации различных методов увеличения нефтеотдачи пластов, спектр работ был сужен и, в основном, сконцентрирован на промышленном внедрении технологий закачки химических составов, позволяющих корректировать нагнетаемые потоки воды. Проведены экспериментальные работы по закачке комплекса полимер + щелочь (ПАА+МДС) и биополимерное заводнение (БП-92). Представление об объемах проведенных работ дано в таблице 2.6. Аналитические данные и заключения об эффективности экспериментов представлены на основании работ

специалистов ВНИИнефть, СибНИИНП, «Роснефть», «Ванкорнефть» и ТИНГ.

Наиболее масштабными были работы по организации циклического заводнения, заводнения с применением ПАВ, полимер-дисперсных систем, а также методы воздействия на околоскважинную зону малообъемными оторочками потококорректирующих составов.

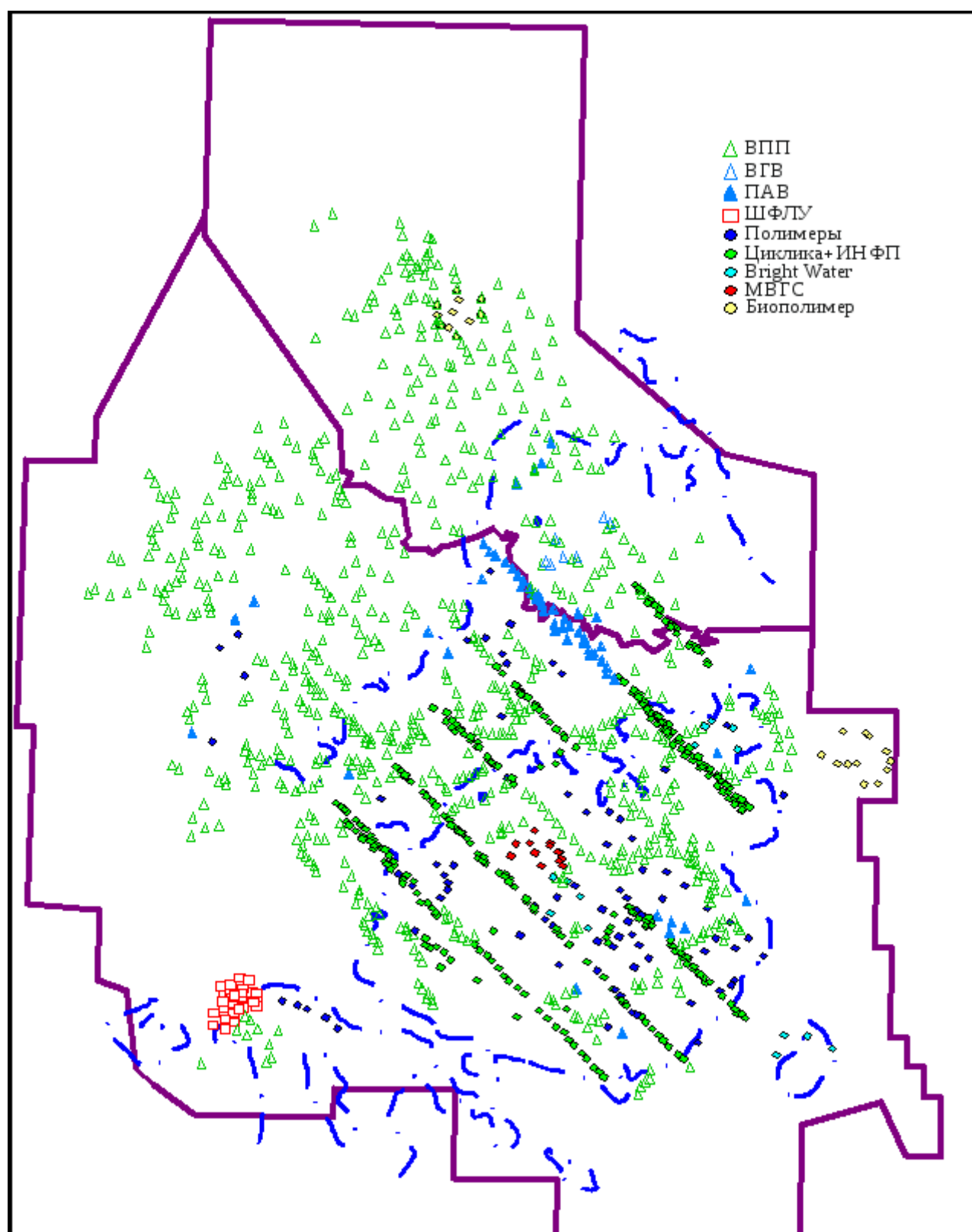


Рисунок 2.4 – Схема расположения опытных участков по апробации МУН на территории месторождения

Из всех применявшихся методов выделяются потокоотклоняющие технологии. Так, за период разработки было опробовано до 90 различных

видов композиций химреагентов, применяющихся для выравнивания профиля приёмистости. В организации работ участвовало более 20 подрядных и сервисных компаний, обработано почти 2000 нагнетательных скважин с суммарным числом скважино-обработок около 6000. Максимальные объемы работ по выравниванию профиля приемистости на скважинах месторождения были достигнуты в 2000 году, при этом доля обработанного фонда составляла 50-80 %.

На таких объектах разработки Ванкорского месторождения, как АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> в области «дельты», АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>4-5</sub> и БВ<sub>8</sub> работами по ВПП были охвачены практически все действующие нагнетательные скважины.

Таблица 2.6 – Сведения об эффективности технологий увеличения нефтеотдачи, применявшихся на месторождении

№	Технология	Период времени	Количество скважин на участках, всего (доб+нагн)	Объем дополнительной добычи нефти, тыс.т	Накопленная удельная дополнительная добыча нефти, тыс.т/скв в год
1	2	3	4	5	6
1	Циклическое заводнение (ИНФП)	1974 - 1978	2000	6630 - 10312	0,2 - 0,4
2	Поверхностно-активные вещества				
	ПАВ низкой концентрации	1978 - 1983	370	164	0,1
	ПАВ высокой концентрации	1984 - 1985	83	400	0,8
	Состав ИХН (ПАВ+щелочь)	1986 - 1989	24	116	1
3	Закачка ШФЛУ	1982 - 1984	25	261	5,2

## Окончание таблицы 2.6

4	Газовое и водогазовое воздействие	1984 - 1993	87	1511 - 2290	2,5 - 3,0
		2008-2009	22	0	0
	МВГС	2009-2010	28	24	0,4
		2013	57	0	0
5	Модификации полимерно-щелочного заводнения				
	Полимер- дисперсные системы (ПДС)	1988 - 1992	492	664	0,3
	Комплекс ПДС+ПАВ	1988	28	73	2,6
	Комплекс полимер+щелоч ь (ПАА+МДС)	1999 - 2000	17	13	0,7
6	Комплексные технологии воздействия на нагнетательных и добывающих скважинах				
	ВПП + ГТМ + ввод из б/д	1987 - 1988	63	40	1,1
	ИТНАВ (ИНФП+ВПП+ ГТМ)	1997	32	8	0,2
7	Потокорректирующие технологии в нагнетательных скважинах				
	Выравнивание профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин небольшими оторочками (<1,0 тыс.м <sup>3</sup> /скв); Всего около 90 различных химических составов	1994 - 2001	6000	14054	2,3
	Bright Water	2013	11	0	0

Методы циклического заводнения объектов с изменением направления потоков фильтрации и нестационарного воздействия прошли экспериментальную апробацию на Ванкорском месторождении в период его развития. Их применение направлено на устранение геологических факторов концентрации остаточных запасов нефти в гидродинамически связанных коллекторах с высоким контрастом по проницаемости. Несмотря на высокий процент вовлечения фонда скважин в экспериментальные исследования возможностей этого метода (около 37 % добывающих и 36,7 % нагнетательных скважин) результаты работы были неоднозначными. Анализ эффективности применения циклического воздействия показал, что наибольший эффект получен по горизонту БВ.

К гидродинамическим МУН также относится форсированный отбор жидкости. Суть его заключается в компенсации падения отборов нефти при высокой обводненности продукции за счет увеличения дебитов жидкости. Этот метод в настоящее время применяется на всех объектах. Максимальная средняя эффективность за последние пять лет получена на пласте БВ<sub>8</sub><sup>1-3</sup> – 2,3 тыс.т/скв-опер., средняя эффективность по всем пластам составляет 1,4 тыс.т/скв-опер (Ванкорнефть).

В 2010 гг. на Ванкорском месторождении были проведены первые опытные работы по закачке ПАВ низкой концентрации. Первоначально воздействию подверглись пласты АВ<sub>2-3</sub>, БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>10</sub>, средняя концентрация неионогенных ПАВ в воде составляла 0,06 %. За первые три года применения технологии дополнительная добыча нефти на 1 тонну закаченного ПАВ составила около 36 т по объекту АВ<sub>2-3</sub>, 29 т – по объекту БВ<sub>10</sub>, на объекте БВ<sub>8</sub> эффект не проявился. Однако в целом по опытному участку с учетом всех трех задействованных пластов этот показатель в среднем составил только 4 т.

Итого, за 6 лет применения технологии, на опытном участке месторождения был получен суммарный эффект в виде 164 т дополнительно добытой нефти. В качестве возможных причин столь низкой эффективности



реализации технологии называются как снижение концентрации растворов ПАВ ниже проектного показателя (0,1 %) на 40 % процентов, так и ряд иных технологических и геологических причин. Среди последних отмечаются адсорбция химреагента и опережающий прорыв состава по системе высокопроницаемых каналов.

Также на месторождении были инициированы работы по закачке ПАВ высокой концентрации. В отличие от предыдущей технологии, предполагавшей достижения результата, в основном, за счет снижения сил поверхностного натяжения на границе контакта нефти и воды, закачка ПАВ высокой концентрации предполагает создание в пласте водонефтяной эмульсии, характеризующейся повышенными вязкостными характеристиками. В течение 6 лет на Ванкорском месторождении данная технология прошла опытное испытание на 11 участках, концентрация неионогенных ПАВ в закачиваемом растворе составляла 5-10 %. Раствор ПАВ (превоцел) закачивался индивидуально в каждую скважину агрегатом ЦА-320, в итоге было использовано около 8 тыс.т ПАВ. Анализ результатов показал, что положительный эффект был достигнут на 5 из 11 участков месторождения, при этом прирост КИН составил от 1 до 4,8 %.

Таким образом, было показано, что основное влияние на конечную эффективность метода оказывает не концентрация ПАВ в растворе, а технология и выбор участка заводнения.

Привлечение результатов геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований на опытных участках позволил выявить несколько факторов, положительно влияющих на процесс заводнения:

- стабилизация или уменьшение темпов роста обводненности продукции добывающих скважин;
- улучшение параметров призабойной зоны нагнетательных скважин таких как проницаемость, продуктивность, пьезо- и гидропроводности;
- увеличение приемистости скважин;
- увеличение динамических уровней;

- снижение остаточной нефтенасыщенности;
- улучшение характеристик вытеснения нефти.

Результатирующая технологическая эффективность опытно-промышленных работ оценивается в 116 тыс.т дополнительной добычи нефти, в эксперименте участвовало 4 нагнетательные скважины. По показателю удельной накопленной дополнительной добычи нефти на одну скважину в год этот метод занимает одну из лидирующих позиций (см. табл. 2,6). Стоит отметить, что основной эффект от применения данной технологии заключается в возможности снижения остаточной нефтенасыщенности, не обеспечивая при этом высокого коэффициента охвата пластов по площади и разрезу.

В период с 1982 по 1984 гг. на месторождении проводились опытно-промышленные исследования технологии заводнения объектов с применением растворителей на основе широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Закачка растворителей осуществлялась на двух участках объектов АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> (3 семиточечных элемента разработки в составе 3 нагнетательных и 14 добывающих скважин) и БВ<sub>8</sub> (1 семиточечный элемент с 1 нагнетательной и 7 добывающими скважинами) Мыхпайской площади. Эффективному освоению данной технологии препятствовал низкий уровень технической организации процесса закачки, в результате чего за 2 года объем закачки ШФЛУ составил 198 тыс.т, что составляет лишь 18 % от проектного уровня. Дальнейшее развитие технология также не получила из-за отсутствия специального высоконапорного оборудования и в последующем – в связи с отсутствием достаточного объема ШФЛУ.

Апробация газовых методов на Ванкорском месторождении началась в 1984 г. с проектов закачки газа высокого давления в низкопроницаемые пласты АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> и БВ<sub>10</sub>. В качестве вытесняющего агента использовался нефтяной газ, поступающий с первой ступени сепарации КСП.

В дальнейшем был произведен переход на технологию водогазового воздействия, суть которой заключается в попеременной закачке газа и воды в

один и тот же пласт. На Ванкорском месторождении ВГВ подвергались пласты АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2-3</sub>, БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>10</sub>. За период с 1984 по 1993 гг. в общей сложности закачено газа в объеме 3156,8 млн.м<sup>3</sup>, что превысило проектные нормы в 1,4 раза. Необходимо отметить, что и продолжительность проведения работ по организации ВГВ также превысила проектный срок (5 лет) практически в 2 раза, тем не менее, достичь запланированных уровней добычи нефти не удалось.

К началу реализации технологии, добывающие скважины опытных участков ВГВ на пластах АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2-3</sub> и БВ<sub>10</sub> эксплуатировались безводной продукцией. В этой связи для оценки технологической эффективности ВГВ был проведен сравнительный анализ с привлечением участков, разрабатываемых методом заводнения и характеризующихся сходными геологическим строением и плотностями сетки скважин. Наибольший эффект, выраженный в приросте запасов нефти на уровне 10-15 %, был получен по объекту АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. На остальных пластах сравнение темпов изменения добычи нефти не выявило существенных преимуществ ВГВ по сравнению с традиционным заводнением объектов. Среди причин низкой эффективности реализации водогазового воздействия называются отклонения от проектных решений, технологические трудности в реализации технологии, а также гидродинамически открытые границы опытных участков и некачественное разобщение пластов.

Развитие идеи ВГВ привело в новейшей истории Самотлора к проведению двух экспериментов по закачке мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) на объектах БВ<sub>8</sub> и АВ<sub>4-5</sub> в 2009-2012 гг. Механизм вытеснения нефти здесь основан на увеличении охвата заводнением путем изменения поля фазовых проницаемостей в зоне дренирования и вытеснении нефти газом из кровли пласта. Для создания мелкодисперсной водогазовой смеси, которую получают эжектированием и последующим диспергированием попутного нефтяного газа в воде в виде пузырьков размером несколько единиц микрон, используется специальное эжекционно-диспергирующее

устройство.

В обоих экспериментах не были выдержаны запланированные объемы закачанного газа и временные интервалы воздействия. Во время эксперимента на объекте БВ<sub>8</sub> объем газа был сокращен почти в 2 раза (закачали 80 млн. м<sup>3</sup>), на объекте АВ<sub>4-5</sub> – в 10 раз (9,5 млн. м<sup>3</sup>). Технологический эффект от воздействия МВГС в первом случае оценивается в 24 тыс. т дополнительной нефти, во втором случае эффект вывить не удалось.

Апробация методов полимерного заводнения объектов на Ванкорском месторождении началась в 1988 году с закачки комплексного состава ПДС и ПАВ. Испытания проходили на 4 участках, представляющих собой семиточечные элементы площадного заводнения с центральной нагнетательной скважиной. Один участок исследований располагался на пласте АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> и три участка – на АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. В течение первого года на участках пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> наблюдалось снижение обводненности продукции добывающих скважин на величины от 3,5 до 10 %, однако уже на следующий год эти показатели превысили первоначальные значения. На участке пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> эффект не проявился.

Позднее, в 1999 году, на территории ЧНЗ юго-западной части пласта АВ<sub>2-3</sub> были проведены работы по испытанию физико-химического метода заводнения, на основе закачки композиции полимеров ПАА и щелочи МДС с концентрациями 0,05 % и 0,5 %, соответственно. Первым этапом проведения данного эксперимента являлась закачка небольших объемов растворов ПДС с последующим штуцированием нагнетательных скважин для предотвращения развития новых техногенных трещин в ПЗП. Всего было закачено 6,9 т ПАА и 45,6 т МДС, что, соответственно, составляет 13320 и 8101 м<sup>3</sup> растворов реагентов в указанных выше концентрациях. По результатам интерпретации данных ГДИ нагнетательных скважин на опытном участке до и после проведения работ было зафиксировано уменьшение гидропроводности как призабойной (в 1,2 – 2 раза), так и удаленной (в 1,5 – 10 раз) зон пласта. В

некоторых нагнетательных скважинах наблюдалось 3-х кратное увеличение скин-фактора, радиус зоны трещиноватости уменьшился в 1,5 – 2 раза. Анализ эффективности за первые 12 месяцев проведения работ позволил также сделать следующие основные заключения. Накопленная дополнительная добыча нефти по полигону составила 13 тыс.т. Доля нефти в продукции скважин увеличилась на 15 %. Анализ зональных карт показал, что скважины, в которых действительно наблюдался положительный эффект, с равной вероятностью находились в зонах как гидродинамически связанных, так и прерывистых коллекторов. Исследования также позволили сделать вывод о том, что положительно отреагировавшие скважины преимущественно находились на участках с пониженной проницаемостью пласта.

Дальнейшее развитие данные методы получили в 1997 году, когда были предложены интегрированные технологии нестационарного адресного воздействия (ИТНАВ). В этих технологиях в качестве методов воздействия используются гидродинамические методы, в частности циклическое заводнение и изменение направления фильтрационных потоков. На Ванкорском месторождении ИТНАВ прошла успешное кратковременное испытание в 1997 г. на объекте БВ<sub>10</sub>, проведенное специалистами ОАО «Самотлорнефтегаз» и РМНК «Нефтеотдача». Цикличность воздействия составляла 40-50 суток. На территории опытного участка были расположены 24 добывающие и 8 нагнетательных скважин. В процессе эксперимента было реализовано 3 цикла закачки полимерной суспензии в 3 нагнетательные скважины участка для выравнивания профиля приемистости. Свойства закачиваемого состава подбирались таким образом, чтобы он сохранял свои изоляционные свойства в течение 20-25 суток. Расчеты показали, что реализованная продолжительность цикла была близка к оптимальной и обеспечивала почти двукратное снижение неравномерности фильтрационных потоков. Технологическая оценка проведенных работ сводится к следующему: обводненность продукции скважин снизилась на 8-10 %,

дебиты нефти возросли в 1,5-2 раза, дополнительная добыча нефти составила более 8 тыс.т. Результаты работ позволяют сделать вывод о высоком потенциале применения данной технологии на Ванкорском месторождении.

Развитие химических методов выравнивания профиля приемистости водонагнетательных скважин привело к созданию технологии заводнения с применением биополимера БП-92. Продукт БП-92 представляет собой полисахаридный комплекс растительного происхождения – крахмал, который в водном растворе образует суспензию, хорошо фильтрующуюся в поровом пространстве. Воздействие повышенной температуры пласта приводит к образованию гидрогеля. Физико-химические и реологические свойства этой группы полимеров не уступают свойствам дорогостоящих растворов полиакриламида, а устойчивость к температурным и сдвиговым нагрузкам выше, чем у последнего. Важным моментом является то, что стоимость производства полимера и, как следствие, реализация технологий на его основе кратно более низка по сравнению с импортными полиакриламидами, и на порядок по сравнению с импортными биополимерами.

Первая апробация данной технологии на Ванкорском месторождении проводилась в 2011 году. В качестве объекта испытания была выбрана отдельная залежь пласта ЮВ<sub>1</sub>, разбуренная сеткой скважин с расстоянием 500 м и разрабатываемая с организацией приконтурного заводнения. Закачка полимера производилась двумя порциями через КНС, поэтому воздействием были охвачены все нагнетательные скважины участка. Провести корректный анализ эффективности технологии не удалось в связи с тем, что её применению предшествовала смена подземного насосного оборудования на более высокопроизводительное (с ШГН на ЭЦН). Поэтому, несмотря на рост добычи нефти, разделить эффект от проведения двух этих операций с высокой степенью достоверности не представляется возможным. Дальнейшее наращивание дебитов жидкости спровоцировало увеличение

обводненности добываемой продукции, что, в свою очередь, привело к снижению добычи нефти по залежи.

В 2009-2013 гг. использование технологии заводнения с использованием продукта БП-92 получило продолжение на объектах ЮВ<sub>1</sub> и АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2-3</sub>. Внедрение технологии сопровождалось попутными ГТМ, создавшими сильную зашумленность показателей работы скважин. Несмотря на очевидные трудности при разделении эффекта, было выделено 8 тыс. т дополнительной нефти по объекту ЮВ<sub>1</sub> и, соответственно, 11 тыс. т по объектам АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2-3</sub>.

Из физических методов на Ванкорском месторождении наиболее широкое применение получили методы ГРП и ЗБС.

Технология ГРП широко применяется при разработке низкопродуктивных объектов на многих месторождениях Западной Сибири. Гидроразрыв пласта является мощным средством увеличения продуктивности скважин. Суть технологии состоит в создании искусственной трещины (системы трещин) путем закачки жидкости под высоким давлением. Для предотвращения смыкания трещины производится закачка проппанта.

Интенсификация притока в скважинах с применением технологии ГРП проводилась практически на всех объектах разработки Самотлорского месторождения. Всего в период 2009-2013 гг. на месторождении проведено – 3430 операций ГРП, суммарная добыча нефти составила 16440 тыс. т.

Наибольшее распространение метод ГРП получил на пласте АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, где за 2009 - 2013 гг. выполнено 2251 операции, суммарная добыча нефти на пласте от применения метода составила 11335,8 тыс.т. или 5,0 тыс.т/скв. Также большое количество ГРП выполнено на пластах АВ<sub>2-3</sub>, БВ<sub>10</sub>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>8</sub> на остальных пластах проведено не более 60 операций за 5 лет (Таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Объемы и эффективность ГРП

Объект	Количество операций, ед.	Суммарная добыча нефти, тыс.т	Уд. добыча нефти, тыс.т/скв
1	2	3	4
AB <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	2251	11335,8	5,0
1	2	3	4
AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	199	979,1	4,9
AB <sub>2-3</sub>	483	1829,3	3,8
AB <sub>4-5</sub>	21	79,2	3,8
AB <sub>6-8</sub>	1	5,8	5,8
BB <sub>0-4</sub>	1	3,5	3,5
BB <sub>8</sub> <sup>0</sup>	102	390,4	3,8
BB <sub>8</sub> <sup>1-3</sup>	1	1,3	1,3
BB <sub>10</sub> <sup>0</sup>	135	527,7	3,9
BB <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	138	1006,3	7,3
BB <sub>16-22</sub>	40	136,4	3,4
ЮВ <sub>1</sub>	58	145,3	2,5
Итого	3430	16440,2	4,8

Ввиду хорошей эффективности ГРП, рекомендуется его дальнейшее применение с учетом особенностей геолого-физического строения и текущего состояния разработки объектов.

Несмотря на его эффективность, ГРП не позволяет в полной мере вырабатывать остаточные запасы нефти в межскважинном пространстве из-за ограниченности радиуса прямого воздействия. Кроме того, в последние годы применение ГРП все больше осложняется высокой текущей обводненностью пластов.

В связи с этим в 2013 г. на месторождении начато бурение боковых стволов из аварийных, высокообводненных и низкопродуктивных скважин, в которых применение других методов и проведение ремонтных работ не привело к положительным результатам.

На фоне снижения эффективности ГРП, зарезка боковых стволов (ЗБС) становится наиболее эффективным методом увеличения нефтеотдачи, позволяющим вырабатывать запасы нефти из слабодренлируемых зон, зон защемленных рабочим агентом, пластов имеющих линзовидное строение, пластов с активной подошвенной водой.



Кроме того, данный метод позволяет вывести из неработающих категорий аварийный фонд, а также использовать скважины, попавшие в зоны с неблагоприятными геологическими условиями (зоны замещения, газовые шапки и др.).

Работы по забуриванию и углублению дополнительных стволов малым диаметром долота (120,6мм или 139,7 мм) ведутся из ранее пробуренных скважин. Подавляющая часть боковых стволов с целью крепления скважины оснащается беспроводным фильтром 101,6х6,4 Д ОТТМ. Данный фильтр имеет диаметр 102 мм, 20 отверстий на 1м.п. фильтровой части, диаметр отверстий 16 мм.

Также используется беспроводный фильтр 114х7,4 Д ОТТМ. Данный фильтр имеет диаметр 114 мм, 32 отверстий на 1м.п. фильтровой части, диаметр отверстий 16 мм. Средняя длина горизонтального участка ствола составляет 215 м. Количество скважин с длиной фильтра более 215 м составляет 10 шт.

Всего в период 2009-2015 гг. на Ванкорском месторождении проведено 1132 скважино-операции по зарезке боковых стволов (Таблица 2.8). Наибольшее количество мероприятий выполнено в 2012-2013 гг. 282 - 278 ед., соответственно.

Таблица 2.8 – Суммарные показатели эффективности ЗБС в 2009-2015 гг.

Объект	Кол-во скв - опер., ед	Вх ср. год дебит нефти т/сут	Вх ср. год дебит жидк. т/сут	Ср год доп добыча нефти, тыс. т	Уд. ср год доп добыча нефти, тыс. т/скв	Нак доп доб нефти на 1.01.2014 г тыс. т	Уд нак доп доб нефти на 1.01.2014 г. тыс. т	Коэф-т эфф-ти, д. ед.
AB <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	152	17,2	52,2	337,4	2,2	846	5,6	0,4
AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	86	27,9	193,8	385,1	4,5	786	9,1	0,6
AB <sub>2-3</sub>	116	20,2	108,5	332,3	2,9	665	5,7	0,4
ab <sub>4-5</sub>	297	28,2	213,9	1368,2	4,6	3080	10,4	0,5
AB <sub>6-8</sub>	2	12,8	55,2	7,5	3,7	13	6,5	0,5

Окончание таблицы 2.8

БВ <sub>8</sub>	323	34,3	92,1	1893,1	5,9	5690	17,6	0,8
в т. ч. БВ <sub>8</sub> <sup>0</sup>	250	33,9	71,1	1445,2	5,8	4270	17,1	0,8
в т. ч. БВ <sub>8</sub> <sup>1-3</sup>	84	35,8	163,6	448,0	5,3	1420	16,9	0,7
БВ <sub>10</sub>	100	25,2	81,3	330,4	3,3	1047	10,5	0,6
в т. ч. БВ <sub>10</sub> <sup>0</sup>	18	27,6	49,2	58,1	3,2	144	8,0	0,6
в т. ч. БВ <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	82	24,7	87,4	272,3	3,3	903	11,0	0,5
БВ <sub>16-22</sub>	23	22,2	52,6	74,6	3,2	141	6,1	0,7
ЮВ <sub>1</sub>	59	27,2	65,6	227,9	3,9	561	9,5	0,7
Итого	1132	27,7	127,2	4956,4	4,4	12830	11,3	0,6

Максимальная дополнительная добыча нефти в первый год работы получена в 2010 году и составляет 1237,1 тыс.т. Максимальный показатель удельной дополнительной добычи нефти в первый год работы на одну скважину, приходится на 2009 год – 6,5 тыс.т.

По состоянию на 1.01.2014 г. накопленная добыча нефти от зарезки боковых стволов, на Ванкорском месторождении, за период 2009-2015 г. составляет 12830 тыс.т, что в пересчете на одну скважино-операцию составляет 11,3 тыс.т. Средний прирост дебита нефти составил 27,7 т/сут, дебита жидкости – 127,2 т/сут.

Таким образом, несмотря на широкий спектр опробованных на территории Ванкорского месторождения методов увеличения нефтеотдачи выявить однозначных положительных реакций по пластам (за исключением методов ГРП и ЗБС) практически не удалось.

После прекращения фонтанирования на основании нехватки пластовой энергии применяют механизированный способ, при котором для эксплуатации скважин вводится дополнительная энергия (получаемая с поверхности) – данный способ эксплуатации при котором энергия вводится при помощи сжатого газа называется газлифтом.

Опыт широкомасштабного применения газлифта на месторождениях Западной Сибири показывает, что если коэффициент эксплуатации по фонтанным скважинам составлял 0,938-0,979 [2, 9-14], а по насосным 0,680-0,926, то по газлифтным — близок к значениям для фонтанных скважин. Достигнуто это в основном за счет использования соответствующего оборудования при выполнении внутрискважинных операций, что обеспечивает длительную работу высоко- и среднедебитных газлифтных скважин без текущего подземного ремонта.

В 2012 году на Ванкорском месторождении впервые газлифтным способом эксплуатировалось 200 скважин при суточном расходе рабочего агента в 750 тыс. м<sup>3</sup>, добыче нефти 12,7 тыс. т/сут при средней обводненности продукции скважин 18 %, среднем удельном расходе газа 48 м<sup>3</sup>/т (42 м /м ). Межремонтный период газлифтных установок по всему фонду 1010 сут, коэффициент эксплуатации скважин 0,994. Межремонтный период газлифта в сопоставимых горно-геологических условиях месторождений оказался в 3 раза выше, чем установок ЭЦН. Отмечалось возрастание продолжительности работы газлифта без ремонта при стабильной работе компрессоров до 3—4 лет.

В период активного развития газлифтной добычи нефти в Западной Сибири была сделана оценка КПД установок ЭЦН и газлифта по фонду установок ЭЦН и газлифтных установок Ванкорского месторождений. Если КПД установок ЭЦН в отрасли достигал 0,25-0,30, то для условий месторождения он составлял 0,13. Это было обусловлено применением насосов и погружных электродвигателей завышенной мощности, лучше противостоящих воздействию вредных факторов; большими потерями энергии в кабеле из-за высокой температуры жидкости; наличием большого количества свободного газа на приеме насосов и др.

### 3 Специальный раздел

#### 3.1 Газлифтный способ добычи нефти

Газлифт – способ подъема жидкости из скважин за счет энергии газа, находящегося под избыточным давлением и подводимого к башмаку фонтанных труб (рис. 3.1).

Сущность газлифта – газирование жидкости. В результате смешения газа с жидкостью образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно для подъема жидкости на поверхность. Приток продукции зависит от расхода газа.

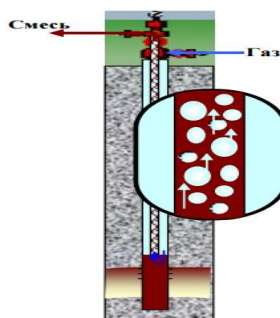


Рис. 3.1. Схема газо-жидкостного подъемника

Газлифт применяется в тех случаях, когда работа насосов осложнена:

- высоким газосодержание или температурой жидкости;
- наличием песка;
- отложениями парафина и солей;
- в кустовых и наклонно направленных скважинах.

В свою очередь газлифтная эксплуатация разделяется на несколько типов<sup>3</sup>:

---

<sup>3</sup>Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. - 816 с.

- компрессорный (для сжатия попутного газа применяют компрессоры);

- бескомпрессорный (применяется газ газового месторождения, находящийся под давлением).

В зависимости от схемы действия во времени применяется:

- непрерывный газлифт (реализуется тогда, когда продуктивность скважины достаточно высока);

- периодический газлифт (реализуется в случае низкой продуктивности скважины по схеме с перепускным клапаном или по схеме с камерой накопления). Конструктивные особенности газлифтных подъемников определяются схемой действия и осложнениями при эксплуатации скважин<sup>4</sup>.

Газлифт (эрлифт) — система, состоящая из обсадной колонны труб и опущенных в нее насоснокомпрессорных труб. Если с нефтью смешивают газ, то способ называют газлифтным, если воздух - эрлифтным. Как правило, сжатие и закачка воздуха или газа производится группой компрессоров (компрессорными станциями), размещаемых в различных точках нефтепромысловых площадей и определяемых специальным расчетом.

По схеме действия различают газлифт:

- непрерывный. Подъем и выход на поверхность жидкости осуществляется непрерывно, так как в забое поддерживается постоянное давление;

- периодический. Чередуются период накопления и период выброса нефти на поверхность, это делают, если запасы нефти невелики. Периодический газлифт может быть с обычной подъёмной колонной труб и с камерой замещения.

Различаются конструкции газлифтов:

---

4 Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015 – 958 с.

- одно- и двухрядные в зависимости от числа спускаемых рядов труб, - центральной и кольцевой системы в зависимости от направления движения сжатого газа.

Конструкции газлифтных подъемников для непрерывной эксплуатации определяются в зависимости (рис. 3.2):

- от числа рядов НКТ, спускаемых в скважину (однорядные, двухрядные, полоторрядные);
- от направления движения сжатого газа (кольцевые и центральные).

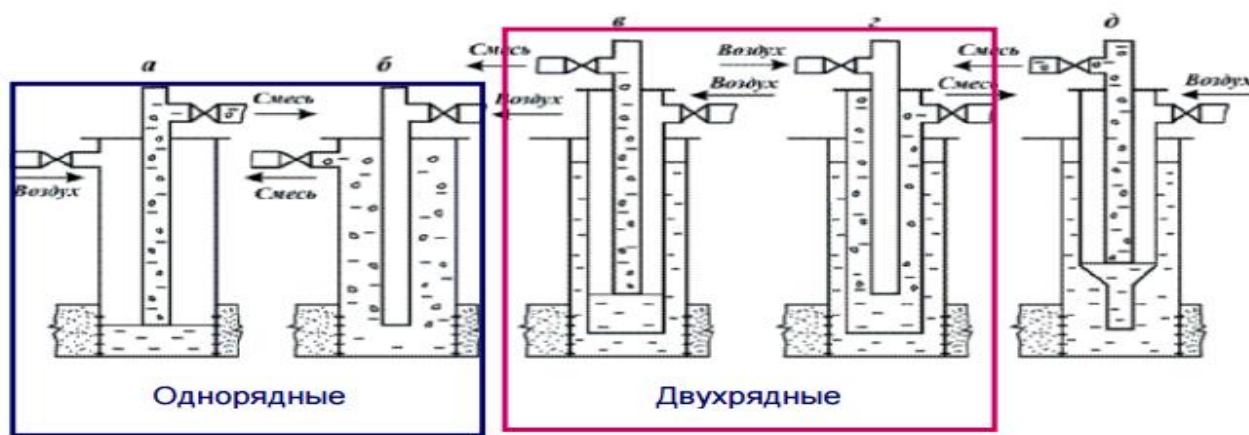


Рис. 3.2 Конструктивные схемы газлифтных подъемников для непрерывной эксплуатации скважин

Однорядные подъемники используются при эксплуатации скважин с нормальными условиями (допустимое содержание механических примесей, хорошее качество рабочего агента и его подготовки). Преимущество двухрядного подъемника заключается в том, что при эксплуатации в осложненных скважинах его работа происходит плавно, с созданием лучших условий для выноса песка и предотвращения образования песчаных пробок. Для периодической эксплуатации скважин, работающих без осложнений, применяется однорядный подъемник с пакером и перескным клапаном (рис. 3.3).

Цикл его работы заключается в следующем.

Когда перепускной клапан 5 закрыт, давление под обратным клапаном 7 со стороны скважины больше, чем давление со стороны подъемника и

клапан 7 открывается. Продукция поступает в подъемник, уровень жидкости в нем растет.

Вместе с этим растет и давление на сильфон перепускного клапана 5, который срабатывает от давления в подъемнике. При достижении заданного перепада давлений между давлением газа в затрубном пространстве и давлением жидкости в подъемнике, клапан 5 открывается, газ поступает в подъемник, обратный клапан 7 закрывается, происходит газирование жидкости и выброс ГЖС на поверхность.

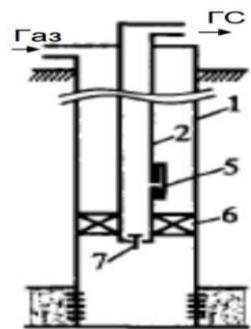


Рис. 3.3. Принципиальная схема однорядного подъемника с пакером и перепускным клапаном

Перепад давлений на сильфон снижается и перепускной клапан 5 закрывается. Под действием давления у башмака подъемника обратный клапан открывается.

Двухрядный подъемник с камерой накопления (рис. 3.4) предназначен для периодической эксплуатации малodeбитных скважин, работающих с осложнениями (повышенное содержание механических примесей и др.).

Рабочий цикл подъемника.

Когда в межтрубном пространстве (между колоннами 2 и 3) нет давления и в подъемнике нет давления закачиваемого газа, обратный клапан 7 открывается и жидкость из скважины поступает в камеру накопления и поднимается в подъемник в межтрубное пространство. После подъема уровня жидкости на расчетную величину расположенный на устье автомат подачи газа в соответствии с заданной программой включается и сжатый газ подается в межтрубное пространство.

Обратный клапан 7 закрывается, отсекая от скважины накопившийся объем жидкости и оттесняя ее уровень через клапан 9 до башмака подъемника 2. Происходит газирование жидкости и выброс ГЖС на поверхность.

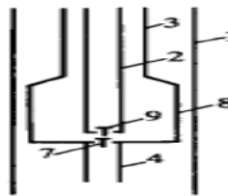


Рис. 3.4. Принципиальная схема двухрядного подъемника с камерой накопления

Давление газа в межтрубном пространстве падает и автомат перекрывает подачу. Обратный клапан 9 закрывается. Открывается обратный клапан 7.

Комплекс газлифтного оборудования включает<sup>5</sup>:

- наземное (источник рабочего агента; систему трубопроводов;
- газораспределительные батареи с устройствами регулирования расхода);
- скважинное (насосно-компрессорные трубы, пакеры, пусковые и рабочие клапаны для подачи газа в поток жидкости).

Так на Ванкорском месторождении по состоянию на 1 января 2016 года, использовался газлифтным способом эксплуатируется 120 скважин, что составляет 61 % всего добывающего фонда. В 2014-15 г. с помощью газлифтного способа добыто 2,2 млн. т нефти (таблица 3.1).

Таблица 3.1 Основные показатели работы газлифтного фонда скважин Ванкорского месторождения.

<sup>5</sup> Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015 – с.826.



Показатель	Годы					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Число скважин	67	73	83	98	110	118
Добыча нефти, т/сут	2011	1671	2647	3470	4250	5030
Обводненность, %	28,7	30,2	32,8	34,5	36,2	39,7
Удельный расход газа, м <sup>3</sup> /т	180	210	211	197	205	203

По сравнению с аналогичными механизированными способами газлифт имеет множество преимуществ:

- газлифтный способ эксплуатации наиболее полно удовлетворяет условиям нефтедобычи;
- эксплуатационные затраты ниже чем при других (насосные способы);
- большой межремонтный период и низкая стоимость одного ремонта;
- автоматизация и эффективность при групповой эксплуатации скважин на месторождениях с оборудованьями стационарных платформ и блок-кондуктор;
- простота оборудования скважин;
- сокращение численности обслуживающего персонала;
- восстановление добычи нефти из останавливающихся скважин;
- более благоприятные условия для проведения исследований;
- переход на газлифтный способ добычи не требует проведения дополнительных спускоподъемных операции капитального ремонта скважин.

Таким образом, газлифтный способ добычи нефти, при применении его на Ванкорском месторождении, позволит эффективно эксплуатировать скважины, обеспечивая высокие технологические показатели.

Однако газлифтный способа добычи обладает некоторыми недостатками:

- при эксплуатации малодебитных скважин непрерывным газлифтом увеличивается удельные расходы газа, пульсация газожидкостного потока,

снижается температура потока на устье и, как следствие, усиливается парафинообразование на стенках НКТ;

- затрудняется оптимизация режима скважин при групповой эксплуатации скважин;
- ухудшаются показатели работы скважин с увеличением обводненности добываемой продукции;
- осложняется эксплуатация пескопроявляющих скважин.

Опыт эксплуатации газлифтных комплексов на Ванкорском месторождении показал, что:

- за счет устранения многоточечного ввода газа и негерметичности лифта и устьевой обвязки удельный расход газа можно сократить на 20 %.
- за счет оптимального распределения газа можно снизить удельные расходы газа на 10 % (не решён вопрос глобальной оптимизации в масштабах месторождений из-за разнообразия элементов системы управления, закупленной по импорту, отсутствия отечественной системы управления);

В настоящее время из-за несовершенства конструкции газлифтных клапанов берётся большой запас надёжности при проектировании газлифтных установок, что приводит к колебаниям давления в системе газлифта.

Исходя из указанного выше, газлифтный способ эксплуатации скважин, в первую очередь, выгодно использовать на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования.

### **3.2 Бескомпрессорный тип**

Системы, в которых для газлифта используется природный газ из чисто газовых или газоконденсатных месторождений, называют *бескомпрессорным газлифтом*.

При бескомпрессорном газлифте природный газ транспортируется до места расположения газлифтных скважин и обычно проходит

предварительную подготовку на специальных установках, которая заключается в отделении конденсата и влаги, а иногда и в подогреве этого газа перед распределением по скважинам. Избыточное давление обычно понижается дросселированием газа через одну или несколько ступеней штуцеров.

В данном газлифте используется газ высокого давления газоносных (газовых) пластов того же месторождения или магистральных газопроводов, транспортирующих газ из других месторождений и проходящих вблизи газлифтных скважин. При наличии газоносного пласта в профиле нефтяной скважины для подъема нефти из скважины на поверхность применяют внутрискважинный газлифт, а при использовании газа из магистральных или промысловых газопроводов - автономный бескомпрессорный газлифт.

Это качественно новая технология — оптимальная для схем традиционного компрессорного газлифта и идеальная для схем бескомпрессорного газлифта.

Принципиальное отличие заключается в том, что в единый комплекс могут быть включены газовые, газоконденсатные и нефтяные скважины различных категорий дебита и высоты подъема жидкости. Отбор газа (рабочего агента) производят из кольцевого пространства объединенной группы скважин, а подъем продукции (конденсат, нефть, вода) на дневную поверхность осуществляют в индивидуальном режиме по подъемной колонне.

Газоконденсатные и нефтяные скважины с высоким газовым фактором (более 250 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) могут эксплуатироваться без постороннего источника рабочего агента на собственном пластовом газе.

Скважины, продукция которых имеет газосодержание (либо попутный газ) более 500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> могут быть использованы как "доноры" для других нефтяных скважин с незначительным газовым фактором.

Для очистки рабочего газа от капельной жидкости при *бескомпрессорном газлифте* применяют сепаратор-осушитель с

расходом газа 1 млн. м<sup>3</sup>/сут, жидкости 3782 кг / ч и рабочим давлением 12 МПа. Для предотвращения замерзания конденсата в сепараторе и в трубопроводе предусмотрен обогрев сепаратора с помощью змеевика. На некоторых месторождениях для обогрева сепаратора-осушителя используют тепло добываемой нефти, для чего в выкидную линию от скважины к замерной установке Спутник подключают змеевик сепаратора (рис. 3.5), грязевый патрубок сепаратора соединяют с затрубным пространством одной из скважин куста и конденсатопровод оборудуют регулирующей (по расходу) задвижкой. С помощью регулирующей задвижки устанавливают определенный отбор конденсата в зависимости от количества тепла, выделяемого в сепараторе, и таким образом предотвращают замерзание конденсата в сепараторе.

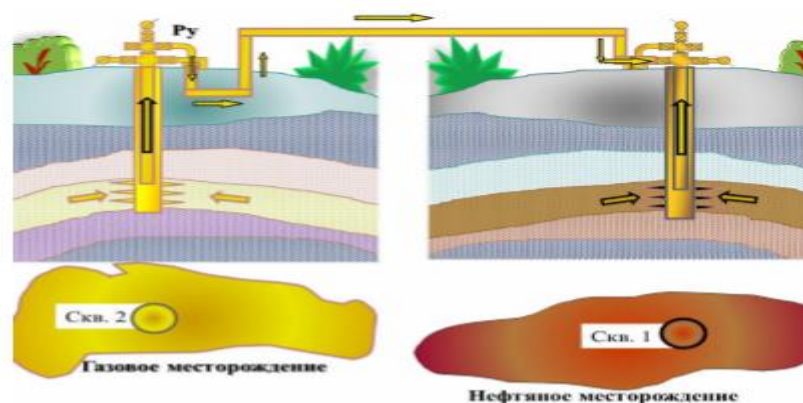


Рис.3.5 Схема внутрискважинного бескомпрессорного газлифта

Газовый пласт ниже нефтяного (рисунок 3.6 б). Нефть поднимается по затрубному пространству, а газ – по НКТ. Часть газа перепускается из НКТ в кольцевое пространство через клапан.

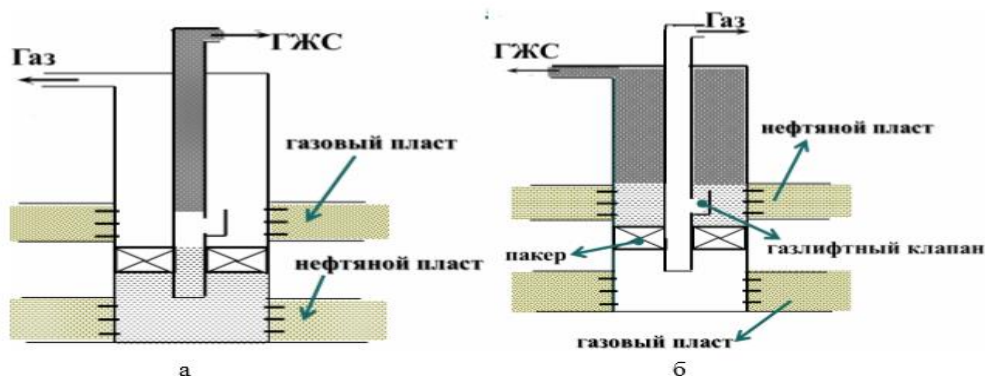


Рисунок 3.6 Схемы внутрискважинного бескомпрессорного газлифта

Преимущества технологии бескомпрессорного газлифта по сравнению с традиционным газлифтным способом добычи, следующие:

- возможность эффективного применения бескомпрессорной газлифтной эксплуатации скважин без использования средств подготовки рабочего агента (газа);
- возможность равноценно эффективного применения технологии для эксплуатации скважин любой категории дебитов жидкости;
- автоматическая установка режима работы газлифтного подъемника в зависимости от продуктивности (дебита) скважины;
- возможность автоматизации процесса рационального распределения ресурсов рабочего агента без применения наземных средств регулирования;
- возможность включения группы добывающих скважин в единый комплекс, функционирующий как самостоятельная система автоматического регулирования.
- высокий межремонтный период оборудования;
- низкие эксплуатационные расходы;
- низкие финансовые расходы на обустройство скважин.

### **3.3 Сравнительный анализ бескомпрессорного типа газлифтного способа добычи нефти**

*Бескомпрессорный газлифт*, как показала зарубежная практика его применения, оказался экономически выгодным даже в том случае, если газ высокого давления подается за несколько десятков километров на пункт очистки и осушки, а затем вновь возвращается на нефтяное месторождение с целью использования его для подъема жидкости из скважин.

Вышесказанное можно подтвердить при помощи сравнения различных способов газлифта.

Процедура оценки испытания различных способов механизированной добычи показана на рис. 3.9.

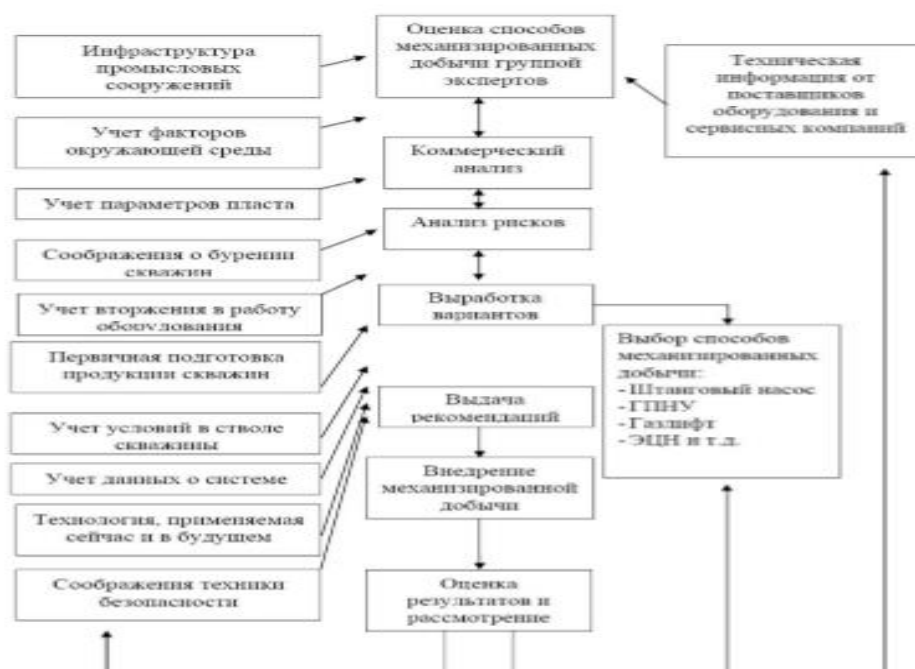


Рисунок 3.9 Процедура оценки применения различных способов механизированной добычи

Эксплуатация скважин на гидротехнических сооружениях (стационарных платформах или блок-кондукторах) Ванкорского месторождения имеет свои особенности. Скважины, вводимые в эксплуатацию из бурения как фонтанные, оборудуются внутрискважинным оборудованием (ВСО), включающим пакер, циркуляционный клапан, клапан-отсекатель, газлифтные мандрели, заглушенные пробками, термокомпенсатор, ниппели.

При повышении обводненности продукции до значения, при котором прекращается фонтанирование, проводится замена глухих пробок газлифтных клапанов с помощью канатной техники. Затем в затрубное пространство скважины подается компримированный газ, и эксплуатация скважины осуществляется газлифтным способом.

Эффективность работы любого механизма или системы определяется коэффициентом полезного. Действия, равным отношению полезной (отдаваемой) мощности к подведённой (полной) мощности. При многократном превращении или передаче энергии отдаваемая мощность

одним звеном в то же время является подводимой энергией последующего звена системы.

Общий коэффициент полезного действия такой системы как отношение отдаваемой системой мощности к подведенной к ней мощности равен произведению коэффициентов полезного действия на всех ступенях передачи энергии. Тогда для всей компрессорной газлифтной системы

$$\eta_{\text{элс}} = \eta_{\text{гд}} \cdot \eta_{\text{кс}} \cdot \eta_{\text{ма}} \cdot \eta_{\text{грд}} \cdot \eta_{\text{гр}} \cdot \eta_{\text{скв}} \quad (3)$$

где  $\eta_{\text{элс}}, \eta_{\text{гд}}, \eta_{\text{кс}}, \eta_{\text{ма}}, \eta_{\text{грд}}, \eta_{\text{гр}}, \eta_{\text{скв}}$  - коэффициент полезного действия соответственно газлифтной системы, газового двигателя компрессора, поршневого компрессора, магистрального газопровода, газораспределительной батареи, разводящего газопровода и скважины.

Усредненные значения коэффициентов полезного действия газлифтной системы и её звеньев для условий Западной Сибири приведены в таблице 1.

Анализ таблицы выявляет два направления повышения эффективности: уменьшение числа звеньев, то есть применение внутрискважинного газлифта и повышение коэффициентов полезного действия каждого звена, особенно газового двигателя и газлифтной скважины. Коэффициенты полезного действия звеньев системы, кроме газового двигателя и компрессора, тем выше, чем меньше отличаются давления на входе и выходе из звена. Повышения энергетической эффективности можно достигнуть правильным подбором параметров работы газлифтной системы (забойного  $P_3$ , рабочего  $P_p$ , устьевого  $P_2$  давлений, диаметра подъёмных труб  $d$ ) и смежных систем (систем сбора продукции, ППД).

Отсюда следует, что внутрискважинный газлифт по сравнению с компрессорным и бескомпрессорным характеризуется наибольшей эффективностью.

Таблица 3.2. Усредненные значения коэффициентов полезного действия газлифтной системы и ее звеньев

Звено	Газлифт		
	Компрессорный	Бескомпрессорный	Внутрискважинный
Газовый двигатель	0,43	-	-
Поршневой компрессор	0,85	-	-
Газодобывающая скважина	-	0,85	0,85
Магистральный газопровод	0,98	0,98	-
Газораспределительная батарея	0,94	0,94	-
Разводящий газопровод	0,98	0,98	-
Газлифтная скважина	0,41*	0,41	0,41
Вся система	0,14	0,32	0,35
* Интервал изменения	0,1 - 0,6		

Проводя сравнительную оценку способов эксплуатации нефти можно сделать следующие выводы: преимущества бескомпрессорного подхода очевидны: для перевода скважин, прекративших фонтанирование, на газлифт не требуется проведения дополнительных спускоподъемных операций при капитальном ремонте скважин (КРС) по установке газлифтных мандрелей.

В результате, во-первых, исключается необходимость глушения, что не разрушает призабойную зону; во-вторых, экономится время периодической газлифтный способ добычи.



## 4 Экономическая часть

### 4.1 Расчет экономической эффективности газлифта

В калькуляции статей себестоимости добычи нефти большая часть (более 80%) эксплуатационных расходов (без учета налогов и амортизации) относится на скважины:

Прямые затраты, зависящие от добычи жидкости — это затраты на электроэнергию, которые составляют в себестоимости добычи нефти 25-35%, и распределяются на:

- извлечение жидкости 63%;
- поддержание пластового давления 27%;
- на подготовку нефти, газа и воды 7%;
- на водозабор 1,6%;
- прочее 1,4%;

Рассмотрим экономическую эффективность применения газлифтного способы добычи нефти:

Таблица 4.1 Эффективность применения газлифта

Показатели	Без газлифтного клапана	С газлифтным клапаном
Кол-во ремонтов	11	5
Цена УЭЦН, тыс. руб	300	
ПРС, тыс. руб.	200	
затраты на ремонт в месяц/зима, тыс. руб.	5 500 / 33 000 [5500* 6 мес.]	2 500 / 15 000 [2 500* 6 мес.]
Разница в затратах за зимний период, тыс. руб.	18 000	
Цена одной тонны нефти, тыс. руб.	4000	
Суточная добыча нефти (20 скв.), т.	96	144
Месячная добыча нефти (20скв.), т.	2880 [ 96 *30]	4320 [144*30]
Выручка от реализации, тыс. руб.	11520 [ 2880 * 4000 ]	17280 [ 4320 * 4000 ]
Экономический эффект за	4932 [ 17280-11520 ] +18 000 = 23760	

зимний период, тыс. руб.	
--------------------------	--

Таблица 4.2 Варианты для сравнения экономической эффективности внедрения газлифта: до перевода на газлифтную эксплуатацию.

№ скважины	Среднесуточный дебит		Годовой отбор	
	Q н , тыс.м <sup>3</sup> / сут	Qж , т/ сут	Q н , тыс.м / год	Qж , т/год
199	6	0,4	1800	120
235	8	0,6	2400	180

Таблица 4.3 Варианты для сравнения экономической эффективности внедрения газлифта: после перевода на газлифтную эксплуатацию.

№ скважины	Среднесуточный дебит		Годовой отбор	
	Q н , тыс.м <sup>3</sup> / сут	Qж , т/ сут	Q н , тыс.м / год	Qж , т/год
33	3	7,7	990	2541
128	2	2,6	660	858
136	15	4,2	4950	1386
163	4	6,5	1320	2145
167	3	2,7	990	891
199	17	9,8	5610	3234
230	20	18	6600	5940
ИТОГО			21120	16995

Основные показатели экономической эффективности применения газлифта:

- Ставка дисконтирования. используется для приведения будущей стоимости к ее значению на текущий момент. По потоку платежей и ставке дисконтирования можно определить следующие параметры:

Чистый доход — итоговая сумма доходов и расходов (денежного потока) на всех этапах проекта. При прочих равных условиях предпочтителен проект с большим чистым доходом. чистый дисконтированный доход (ЧДД) —показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта, после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные потоки, связанные с осуществлением проекта.

Индекс прибыльности (PI). При прочих равных условиях предпочтителен проект с большим чистым дисконтированным доходом. Срок окупаемости — период времени в течении, которого сумма полученных доходов сравнивается с суммой затрат. При прочих равных условиях предпочтителен проект с меньшим сроком окупаемости.

Внутренняя норма доходности (ВНД, IRR) —с экономической точки зрения определяет максимальную величину процента по кредиту. Привлечение средств по более высокой ставке будет убыточным. При прочих равных условиях предпочтителен проект с большей внутренней нормой доходности.

Таблица 4.4 Модель эффективности работы газлифта

Показатель	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Капитальные вложения по проекту (без НДС) со сроком службы 8 лет	Т.р.	3 136	35 000							
Доп. экон Эффект, Δ Ээф	Т.р.	-	12 632	25 187	25188	19157	-	-	-	-
Дополнительная реализация нефти и ГК, ΔВЫР	Т.р.	-	12 085	24 292	24629	18682	-	-	-	-
Сокращение экологических штрафов и прочих платежей	Т.р.	-	546	895	559	475	-	-	-	-
Эксплуатационные затраты, Зэк т.р	Т.р.	-	846	881	925	974	-	-	-	-
Итого доход государства дисконтированный, ДДГ т.р	Т.р.		1 532	2 923	2489	1518	-288	- 282	- 273	- 238
Денежный поток, ДП т.р	Т.р.	- 3109	- 25240	19 860	19909	15130	667	751	834	837
Дисконтированный денежный поток (20%), ДДП т.р	Т.р.	- 2703	- 19085	11 493	9601	6 080	223	209	194	162
Дисконтированный CAPEX т.р	Т.р.	2727	26 465	-	-	-	-	-	-	-
Накопленный DCF, НДДП	Т.р.	- 2 703	- 21789	- 10296	- 695	5386	5609	5818	6012	174
Расчет DPP, Пок	Т.р.	1,00	1,00	1,00	1,00	0,11	-	-	-	-

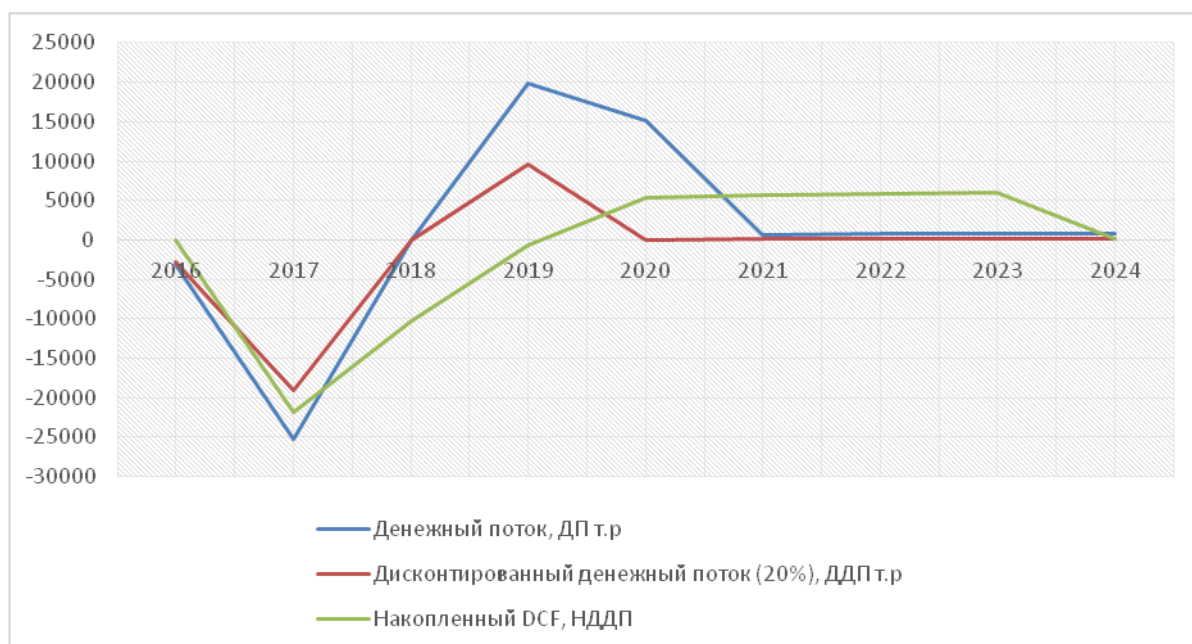


Рисунок 4.1 - Тенденция экономической эффективности

## 4.2 Результаты экономической эффективности

В результате проведения экономической эффективности применения газлифта (бескомпресорного) в пункте 4.1 настоящей дипломной работы, можно сделать следующие выводы:

От качества проектирования газлифтных установок (подбора диаметра НКТ, определение глубины расположения газлифтных клапанов и выбора типа, давления зарядки и диаметра седла газлифтных клапанов) зависят добычные, энергетические (удельный расход газа), надежность (межремонтный период скважины, наработка на отказ газлифтного оборудования), сервисные (удобство в эксплуатации, автоматический запуск и перезапуск скважин), регулировочные (широкий диапазон отборов жидкости) и в конечном счете экономические (себестоимость добычи нефти и прибыль от ее реализации) показатели эксплуатации газлифтных скважин.

Сравнительный анализ, проведенный при выборе эксплуатации газлифтных скважин - при сравнении эксплуатации периодическим плунжерным подъемом с непрерывным компрессорным способом подъема, рассмотрев два метода эксплуатации мы увидели перспективу применения

плунжерного подъёмника.

Так же по технико-экономическим расчётам Ванкорского месторождения - при применении газлифтной эксплуатации, после фонтанной, с внедрением газлифтных клапанов - был виден значительный прирост дебита нефти и скважинной жидкости. В зимний период предприятие может нести значительные потери добычи нефти в сутки из-за нестабильной работы компрессоров, снижения динамических уровней, не запланированных остановок и простоев скважин. Из проведенных мною технико-экономических расчётов видна перспектива использования газлифтной эксплуатации.

Газлифтный (бескомпрессорный) способ эксплуатации выгодно использовать: на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования, при эксплуатации низкодебитных скважин. в наклонно направленных скважинах и скважинах с большим содержанием мехпримесей в продукции (за основу рациональной эксплуатации принимается межремонтный период работы скважин).

Для увеличения МРП оборудования целесообразно выбирать разновидность двухрядного подъемника – полуторарядный, в котором для экономии металла трубы первого ряда имеют хвостовую часть (ниже башмака второго ряда) из труб меньшего диаметра. Это существенно уменьшает металлоемкость конструкции, и позволяет увеличить скорость восходящего потока, хоть и осложняет операцию по увеличению погружения, т. е. по допуску второго ряда, так как для этого необходимо предварительно изменить подвеску первого ряда труб. Такая конструкция позволяет закачивать в кольцевое пространство между ними растворители и химреагенты без остановки скважины, что позволит в процессе увеличить постоянный период работы скважины, а также уменьшить процесс износа оборудования и позволит уменьшить затраты на ремонт.

## **5 Безопасность и экологичность**

Изучение и решение проблем, связанных с обеспечением здоровых и безопасных условий, в которых проходит труд человека, и сохранение окружающей среды – одна из наиболее важных задач при разработке новых технологий и систем производства. Изучение и выявление возможных причин производственных несчастных случаев, профессиональных заболеваний, аварий, взрывов, пожаров, и разработка мероприятий и требований, направленных на устранение этих причин позволяют создать безопасные и благоприятные условия для труда.

### **5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Рабочее место помощника бурильщика и технолога располагается на открытом воздухе, где находится обслуживаемое оборудование (буровая установка, насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

Суть процесса бурения заключается в углублении ствола скважины путем промывания его и бурения, работы проводит помощник бурильщика.

Анализ опасных производственных факторов технологического процесса бурения нефтяных скважин представлен в таблице 6.1. [11]

Таблица 6.1 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

Помещение, участок	Наименование оборудования	Наименование производственного фактора		Нормативная величина фактора
		опасный	вредный	
1	2	3	4	5
Буровая установка	Быстровращающийся турбобур	физический: движущиеся машин и механизмов, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации, высокое напряжение электрической цепи	химический: длительное токсическое воздействие на организм углеводородных газов	Уровень шума: 80 дБа  ПДК: 0,5 мг/м <sup>3</sup>
Насосные агрегаты	насосы	физический: движущиеся части насоса, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации, высокое напряжение электрической цепи	химический: токсическое воздействие на организм углеводородных газов	Уровень шума: 80 дБа  ПДК: 300 мг/м <sup>3</sup>

По основному виду экономической деятельности: добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа; извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа относится к XXX классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда.

При бурении нефтяных и газовых скважин возникают высокие ударные и вибрационные нагрузки на элементы конструкции бурового комплекса. В результате выходят из строя манифольды, происходит отрыв турбобуров, разрушение обсадных труб, бурового оборудования в целом. [2, с 356-361]

В результате аварийных ситуаций могут произойти: поглощение промывочной жидкости и тампонажного раствора; нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин; самопроизвольное искривление оси скважин, и, как следствие, загрязнение подземных вод, увеличение отходов бурения.

## **5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Эксплуатация бурильной установки предполагается круглый год на открытом воздухе, в круглосуточном режиме.

Месторождение расположено в Красноярском крае на территории Эвенкийского автономного округа и Туруханского района, южнее Полярного круга. Климатический регион (пояс) - Ib (IV) ( $-41^{\circ}\text{C}^*$ ; 1,3 м/с).

Район относится к Крайнему Северу России. Климат района резко континентальный. Годовая амплитуда температур колеблется от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до минус  $53^{\circ}\text{C}$  (Тура). Средние месячные температуры января составляют минус  $34-38^{\circ}\text{C}$ . Значительная часть территории района относится к районам распространения вечной мерзлоты. По принятому демоэкологическому районированию Севера территория района входит в абсолютно дискомфортную и экстремально дискомфортную зоны. Средние месячные температуры июля - от  $+13^{\circ}\text{C}$  до  $+15^{\circ}\text{C}$ . Осадков выпадает около 400 мм в год. Распространена многолетняя мерзлота. [56]

Для работающих длительное время на холоде предусмотрены специально оборудованные помещения для периодического обогрева либо охлаждения с учетом периода года.

Центральная система водяного отопления поддерживает необходимую температуру микроклимата всех помещений предприятия. Температура нагрева поверхности радиатора не превышает  $75-80^{\circ}\text{C}$ , поэтому не происходит подгорания пыли на поверхности батареи. А температура помещения операторной КИПа не превышает  $14-20^{\circ}\text{C}$ , что безопасно в пожарном отношении. [4, с 412-414]

Для нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест и защиты от воздействия химических факторов в помещении горячей и холодной насосных предусмотрена общеобменная приточная вентиляция.



В помещении газовой компрессорной и насосной установлены сигнализаторы дозврывоопасной концентрации и паров бензина (20% от нижнего предела взрываемости) типа СВК–3М1–В3Г–В4А, заблокированные с аварийной вентиляцией АВ–7, 8, 9, 10.

### **5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Площадь месторождения, на котором происходят бурильные работы составляет 447 км<sup>2</sup> (30×15 км).

На установке предусмотрено совмещенное (естественное и искусственное) освещение.

Так как работа ведется на открытом воздухе, в ночное время система искусственного освещения общая. Характеристика зрительной работы средней точности. Разряд зрительных работ - Vв. Нормативная освещенность на рабочей поверхности - 100 лк. [61] Применяются взрывозащищенные светильники прямого света с люминесцентными лампами. Высота установки светильника 7 метров.

Согласно нормативным документам уровень шума не должен превышать норматива 80 дБа. Для обслуживающего персонала предусмотрена выдача наушников, шлемов, касок и специальных противошумных костюмов.[3, с 256-258]

Для защиты рук работающих от вибрации применяются рукавицы со специальными вкладками или виброзащитными прокладками, для защиты от вибрации, передаваемой через ноги, обувь со специальной подошвой. [11]

Для рабочих (не более 150 человек в смене) предусмотрены гардеробные домашней и спецодежды, душевые, умывальные, уборные, курительные, а также помещения обработки, хранения и выдачи спецодежды. Расстояние от рабочих мест в производственных зданиях до уборных, курительных помещений, устройств питьевого водоснабжения не превышает

75 м.

Помещения для уличной, домашней и рабочей одежды объединены с душевыми и умывальниками в гардеробный блок. Домашняя и рабочая одежда хранятся в шкафах отдельно, смежно с ними находится душевая. [62]

#### 5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Характерными загрязняющими веществами, образующимися в процессе добычи нефти, являются углеводороды (48% суммарного выброса в атмосферу), оксид углерода (33%), твердые вещества (20%).

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 6.2. [15]

Таблица 6.2 - Предельно допустимые концентрации (ПДК) на применяемые вредные вещества

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензин (растворитель топливный)	100	IV
Бензол+	5	II
Керосин (в пересчете на С)	300	IV
Лигроин (в пересчете на С)	300	IV
Масла минеральные нефтяные+	5	III
Нефрас С 150/200 (в пересчете на С)	100	IV
Нефть+	10	III
Сероводород	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами: С1 – С5	3	III
Тетраэтилсвинец+	0,005	I
Толуол	50	III

Для обеспечения требований электробезопасности используется заземление электроустановок: насосов, компрессоров, электродвигателей, воздушных холодильников. Для этого их заземлители объединяют в один общий заземляющий контур, уложенный на дне котлована. Каждая часть электроустановки присоединена к контуру заземления с помощью отдельного ответвления.

Одним из путей профилактики профессиональных отравлений является систематический контроль за состоянием воздушной среды, т. е. за соблюдением ПДК (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Средства индивидуальной защиты: изолирующие противогазы (при работе внутри цистерн, резервуаров и т. п.); фильтрующие противогазы; профилактические пасты для защиты кожи от нефтепродуктов, водных растворов кислот и щелочей; достаточное и взрывобезопасное освещение; санитарно-бытовые помещения и устройства; спецодежда и спецобувь; предварительные и периодические медосмотры; меры профилактики ионизирующего излучения. [51, с 143-144]

### **5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

По ПУЭ помещения насосных блока АТ считаются взрывоопасными, имеют класс взрывоопасной зоны В-1а. Наружная аппаратура (теплообменное, холодильное и емкостное оборудование и колонная аппаратура) относится к взрывоопасным зонам класса В – 1г.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения и здания относятся к категории А – взрывопожароопасная.[42]

При бурении нефтяных и газовых скважин и добыче нефти и газа возможно образование взрывоопасных смесей нефтяных паров и газов с воздухом, что при наличии источника воспламенения может привести к взрывам и пожарам.

Источниками могут быть механические и электрические искры, заряды статического и атмосферного электричества, пирофорные отложения, нагретые поверхности. В таблице 6.3 представлены характеристики горючих веществ, необходимые для прогнозирования аварийных ситуаций [12]

Таблица 6.3 - Показатели взрыво-пожароопасности горючих газов и паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей

вещество	Условные обозначения	Температура вспышки	Концентрационные пределы взрываемости			
			нижний (НКПВ)		верхний (ВКПВ)	
Бензин (температура кипения 105° С) Бензин (то же 64...94 °С) Водород	ЛВЖ ЛВЖ ГГ	- 36 -36 -	2.4 1.9 4.09	137.0 - 3.4	4.9 5.1 880.0	281.0 - 66.4
Керосин	ЛВЖ	>40	0,64	-	7,0	-
Нефтяной газ	ГГ	-	3,2	-	13,6	-
Окись углерода	ГГ	-	12,5	145,0	80,0	928,0

По взрыво-пожарной опасности производство относится к категории А.[42]

В системах пожарной сигнализации автоматического действия для обнаружения загораний устанавливают тепловые, световые или комбинированные датчики - извещатели. Во взрывоопасных помещениях устанавливаются извещатели во взрывозащищенном исполнении.

Тепловые или световые извещатели устанавливают в местах, где расположены оборудование и трубопроводы по перекачке нефти.

Первичными средствами пожаротушения являются переносные огнетушители (пенные, порошковые и углекислотные), асбестовые и войлочные покрывала (асбестовая ткань в обязательном порядке должна храниться в герметичных тубах), ёмкости с песком, а также багры, лопаты и ломы. [13]

## 5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

К основным видам аварий на объекте бурения скважин относятся: механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций;

разливы нефти; взрывы, пожары.

Источниками возникновения ЧС являются короткие замыкания в электрических сетях, задымленность и загазованность на территории установки ЛК-6Ус, нарушение правил устройства и безопасной эксплуатации, механическое воздействие.

Поражающими факторами в месте бурения скважин являются пожары, взрывы, открытые фонтаны.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопрооявлениями, обучение буровой бригады.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение - это предприятие по добыче нефти и газа, все основные технологические процессы являются непрерывными.

Общая численность рабочих на Ванкоре более 400 человек. Наибольшая численность смены составляет 7 человек.

Все работающие на 100% обеспечены медицинскими и индивидуальными средствами защиты

Система водоснабжения по степени надёжности подачи воды относится к I категории. [16]

Для предотвращения аварийных ситуаций предусмотрены следующие мероприятия:

- осуществляется контроль за исправностью включения в работу приборов контроля и автоматики, систем сигнализации и автоматических блокировок; работа предохранительных клапанов, насосов и компрессоров;
- не допускается загазованности территории и помещений установки;
- осуществляется контроль за исправностью и работой сигнализаторов взрывоопасных и токсичных концентраций, размещённых в помещениях газовой компрессорной;
- все движущиеся части машин и механизмов ограждены и снабжены

предупредительными плакатами;

- выполняется своевременный текущий и капитальный ремонт аппаратуры.

### **5.7 Экологичность проекта**

Бурение скважин на нефть и газ является экологически опасным видом работ.

С целью снижения негативного воздействия процесса строительства скважин на объекты природной среды необходимо выполнение следующих мероприятий:

- отвод выбросов в атмосферу при работе двигателей внутреннего сгорания (дизелей) через дымовые трубы;

- все водные объекты подлежат охране от истощения и загрязнения;

- в рабочих проектах на строительство скважин должны предусматриваться меры и технические средства по локализации возможных разливов нефти, нефтепродуктов и их нейтрализации. При разрушении обваловок амбаров должны быть разработаны мероприятия по локализации сточных вод, буровых и тампонажных растворов, пластовых вод и других активных геохимических загрязнителей, соответствующие применяемой технологии бурения;

- при строительстве скважин не допускается нарушение растительного и почвенного покрова за пределами участков, отведенных под строительство.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нефтяная промышленность обеспечивает поиск и разведку нефтяных месторождений, бурение и освоение нефтяных скважин, добычу нефти и конденсата, сбор, подготовку и транспортирование нефти и газа, обустройство промыслов и переработку нефтяного газа. В нефтяной промышленности на всех стадиях деятельности, в том числе при бурении и непосредственной добыче нефти, применяются всевозможные машины и оборудование,

В результате проведения экономической эффективности применения газлифта (бескомпрессорного) можно сделать следующие выводы:

От качества проектирования газлифтных установок (подбора диаметра НКТ, определение глубины расположения газлифтных клапанов и выбора типа, давления зарядки и диаметра седла газлифтных клапанов) зависят добычные, энергетические (удельный расход газа), надежность (межремонтный период скважины, наработка на отказ газлифтного оборудования), сервисные (удобство в эксплуатации, автоматический запуск и перезапуск скважин), регулировочные (широкий диапазон отборов жидкости) и в конечном счете экономические (себестоимость добычи нефти и прибыль от ее реализации) показатели эксплуатации газлифтных скважин.

Сравнительный анализ, проведенный при выборе эксплуатации газлифтных скважин - при сравнении эксплуатации периодическим плунжерным подъемом с непрерывным компрессорным способом подъема, рассмотрев два метода эксплуатации мы увидели перспективу применения плунжерного подъемника.

Так же по технико-экономическим расчетам Ванкорского месторождения - при применении газлифтной эксплуатации, после фонтанной, с внедрением газлифтных клапанов - был виден значительный прирост дебита нефти и скважинной жидкости. В зимний период

предприятие может нести значительные потери добычи нефти в сутки из-за нестабильной работы компрессоров, снижения динамических уровней, не запланированных остановок и простоев скважин. Из проведенных мною технико-экономических расчётов видна перспектива использования газлифтной эксплуатации.

Газлифтный (бескомпрессорный) способ эксплуатации выгодно использовать: на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования, при эксплуатации низкодебитных скважин. в наклонно направленных скважинах и скважинах с большим содержанием мехпримесей в продукции (за основу рациональной эксплуатации принимается межремонтный период работы скважин).

Таким образом поставленные задачи и цель дипломной работы были достигнуты, что подтверждается следующими основными положениями:

1. При разработке Ванкорского месторождения достаточно эффективно применяется газлифтный способ эксплуатации добывающих скважин. На начальном этапе разработки получены хорошие технологические показатели по дебитам скважин, по удельному расходу и коэффициенту эксплуатации скважин.

2. В условиях рассматриваемого месторождения газлифтный способ обеспечивает заданные отборы нефти, обеспечивается возможность исследования скважин, возможность полной автоматизации процесса добычи нефти и большой межремонтный период работы.

3. Проводя сравнительную оценку способов эксплуатации нефти можно сделать следующие выводы: преимущества бескомпрессорного подхода очевидны: для перевода скважин, прекративших фонтанирование, на газлифт не требуется проведения дополнительных спускоподъемных операций при капитальном ремонте скважин (КРС) по установке газлифтных мандрелей.



В результате, во-первых, исключается необходимость глушения, что не разрушает призабойную зону; во-вторых, экономится время периодической газлифтный способ добычи.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Авраменко И.М. Природопользование. Белгород. - 2015.- 342 с.
2. Безопасность жизнедеятельности : учеб. для вузов / под общ. ред. С. В. Белова. – М. : Высшая школа, 2001. – 485 с.
3. Безопасность жизнедеятельности : учеб. / под ред. Э. А. Арустамова. – М. : «Дашков и К», 2002. – 496 с.
4. Белов, С. В. Безопасность жизнедеятельности : учеб. для вузов / С. В. Белов, А. В. Ильницкая, А. Ф. Козьяков. – М. : Высшая школа, 2007. – 616 с.
5. Бухаренко и др. Нефтепромысловое оборудование. Недра 2011 г.
6. Ванкорнефть приступила к строительству установки подготовки нефти на Сузунском месторождении [Электронный ресурс] / Управление информационной политики ОАО «НК "Роснефть"». URL: [http://www.rosneft.ru/news/news\\_in\\_press/2015.html](http://www.rosneft.ru/news/news_in_press/2015.html).
7. Воробьев А.Е., Джимиева Р.Б. Инновационные технологии шахтной разработки месторождений высоковязкой нефти. Владикавказ. СКГМИ(ТУ). 2012. 114 с.
8. Воробьев А.Е., Шамшиев О.Ш., Чекушина Е.В. Технологии разработки месторождений высоковязких нефтей мира – Кызыл-Кия: ЮКГИ, 2015. – 112 с.
9. Гатмудинова Ш.К.Справочная книга по добыче нефти. Недра 2014.
10. Голицин А.Н. Промышленная экология и мониторинг загрязнения природной среды. М.: Издательство Оникс, 2014. – 336 с.
11. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
12. ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. ОБОРУДОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ»

13. ГОСТ 12.1.005-88 ОБЩИЕ САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВОЗДУХУ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ

14. Грин К.Ю. Переработка некондиционных нефтей//Нефтегазовые технологии 2014.- № 6.-С.80-82.

15. Дьяконов, Б.А. Соколов, Ю.К. Бурлин. – Ухта: УГТУ, 2012. – 327 с.: ил. 12.

16. Жуков А.И. Чернов Б.С. и др. Эксплуатация нефтяных месторождений ГОСТОПТЕХИЗДАТ 2012.

17. Заявка на изобретение № 4674330/03 Е 21 В 43/00. Способ эксплуатации системы газлифтных скважин/ Леонов В.А., Елин Н.Н.; заявл. 25.01.00

18. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015 – 958 с

19. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015 – с.826.

20. Инновационный подход к управлению развитием нефтяной компании Текст. // Нефтяное хозяйство 2015 года. №10. 14-17 стр.

21. Касьянов В.М. Гидромашины и компрессоры М. Недра 2011.

22. Колбиков В.С. Новые высокоэффективные технологии разработки высоковязких нефтей // Наука и технология углеводородов, №6, 2010. С. 123-127.

23. Ю.П. Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х. и др. Термошахтная разработка нефтяных месторождений. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2016.-288 с.

24. Крейнин Е.Ф., Цхадая Н.Д. Нефтегазопромысловая геология. Ухта: УГТУ.- 2011. 131 с.

25. Лебединская Л. Роль нефтегазовых фондов в России//Вопросы экономики. – 2012 года. №3. 98-118 стр.

26. Лохно П.Г. Энергетическое законодательство РФ// Нефтегаз, энергетика и законодательство. 2015 – 2016 годах. 23 – 24 стр.
27. Лунегов В.В., Владимиров А.А. Берников М.В. Обезвоживание высоковязкой нефти при шахтной добыче.//Труды ПечорНИИНефть. – 2012.- № 7. – С. 93-98.
28. Методика дифференциации налогообложения на добычу углеводородов. // Нефтяное хозяйство 2005 года. - №2. 24-26 стр.
29. Мировые итоги 2007года. // Нефтегазовая вертикаль. — 2008 года. №3. 100-105 стр.
30. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. - 816 с.
31. Модернизация: зарубежный опыт и Россия. М., 1994 года, 19 стр.
32. Молчанов А.Г. Чичерин В.Л. Нефтепромысловые машины и механизмы. Недра 2013г.
33. На Ванкорском месторождении добыта 100-миллионная тонна нефти [Электронный ресурс] / Управление информационной политики ОАО «НК "Роснефть"». URL: [http://www.rosneft.ru/news/news\\_in\\_press/27042015.html](http://www.rosneft.ru/news/news_in_press/27042015.html).
34. Налоговое стимулирование разработки низкорентабельных месторождений на основе зарубежного опыта. // Нефть, Газ и Бизнес 2007 года. №1-2. 36-40 стр.
35. Насколько устойчива нефтедобыча// Нефть России. 2008 года. №5. 12-17 стр.
36. Нестиров Е.В. Налоги нефтегазового комплекса // Финансы, 2007 года, №5.
37. Нефтегазовый вектор Индии: прошлое, настоящее, будущее (К 50-летию советско-индийского сотрудничества). // Нефтяное хозяйство 2006 года. №2. 124-128 стр.
38. Нефтегазовый сервис в России. // Нефтяное хозяйство 2008 года.

№2. 18-19 стр.

39. Нефтепромысловые машины и механизмы. ГОСТОПТЕХИЗДАТ 2014.

40. Нужен аудит всех природных запасов страны. // Российская Федерация сегодня 2008 года. №20: октябрь. 9-10 стр.

41. Нужен ли такой Закон «О недрах»? // Нефтяное хозяйство — 2006 года. №5, 26 стр.

42. Основные показатели нефтяной и газовой отраслей ТЭК России за 2007 год. // Нефтяное хозяйство 2008 года. №2. 12-16 стр.

43. Основные показатели нефтяной и газовой отраслей ТЭК России за январь-декабрь 2006 год. // Нефтяное хозяйство 2007 года. №2. 131-135 стр.

44. Основные показатели нефтяной и газовой отраслей ТЭК России за январь-декабрь 2005 год. // Нефтяное хозяйство 2006 года. №2. 8-12 стр.

45. Особенности освоения месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, В.Н. Макаревич и др.- СПб, ВНИИГРН, 2013. - 212 с.

46. Отраслевая наука: отечественный и зарубежный опыт развития Текст. // Нефть, Газ и Бизнес 2006 года. №8. 4-8 стр.

47. Павлов, А.Н. Совершенствование налогообложения рентный прибыль в сфере природный ресурсов : Дис. . канд. экон. наук : 08.00.10 .- М.: РГБ, 2005 года. 135 стр.

48. Петров В.И. Экологическое право. М.- 2015.- 428 с.

49. Попов В.В. Реагентное и аппаратное решение проблемы деэмульсации высоковязкой нефти, добываемой на Ярегском месторождении. Вестник ПНИПУ. Нефтегазовое и горное дело. 2012. - № 5. - С. 76-87.

50. Пресс - релиз национального нефтегазового форума. 28 октября 2014 года. Москва //Нефтегазовая вертикаль. Режим доступа: <http://www.ngv.ru/pr/natsionalnyy-neftegazovyy-forum>
51. Производственная безопасность. Часть III. Пожарная безопасность : учеб. пособие / под ред. С. В. Ефремова. – СПб. : Изд-во политехн. ун-та, 2012. – 224 с.
52. Производственная безопасность : учеб. пособие / А. В. Фомочкин. – М. : ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004 – 448 с.
53. Раздорозный А.А. Охрана труда и производственная безопасность — М.: Издательство «Экзамен», 2006. – 510
54. Реймерс Н.Ф. Природопользование: Словарь-справочник. М., 2016.
55. Сердюкова О. Кто ответит на "нефтяной" вопрос // РГ, 23.01.2008 года.
56. Солнышкова Ю.Н. Система налоговых платежей за природные ресурсы: становление и развитие в России: Диссертация кандидата экономических наук : 08.00.10.- М.: РГБ, 2005 года. 205 стр.
57. СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий»
58. Справочник инженера по охране окружающей среды (эколога) / Под. редакцией В.П. Перхуткина. – М.: «Инфра-Инженерия», 2016. – 864 с.
59. Филимонова И.В. Финансово-экономические показатели деятельности нефтегазового комплекса.//Минеральные ресурсы . Экономика и управление. 2012 года. № 5. 45-53 стр.
60. Экология нефтегазового производства / Ю.А. Подавалов. – М.: ИнфраИнженерия, 2010. – 416 с. 18.
61. ГОСТ 12.1.012-2001 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.6.1.4.4. Защита органов зрения от перенапряжения

62. ГОСТ 12.1.044-89 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»
63. ГОСТ 12.4.124-83 Средства индивидуальной защиты от статического электричества. Общие технические требования
64. ГОСТ Р 512.32.-98 ССБТ Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль качества.
65. Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"
66. ГОСТ Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда"
67. СНиП 23-05-2003 Естественное и искусственное освещение./ Госстрой России -М.: ГУП ЦПП,2003.-50с.